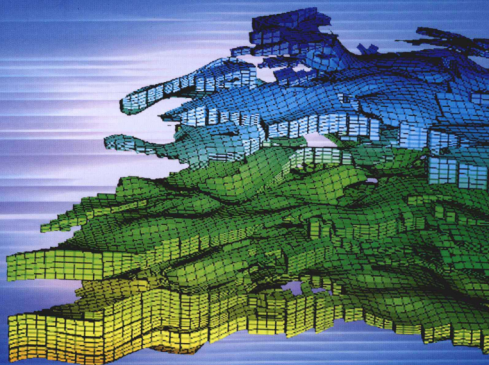


# 水驱砂岩油藏特高含水期 剩余油精细表征技术

王延忠 著



石油工业出版社



责任编辑：马新福

责任校对：罗彩霞

封面设计：张 娜



ISBN 978-7-5021-8345-5



9 787502 183455 >

定价：68.00元

# 水驱砂岩油藏特高含水期 剩余油精细表征技术

王延忠 著

石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书系统总结了水驱砂岩油藏在剩余油精细表征方面的研究成果,联系矿场实际,介绍了精细油藏地质建模和精细油藏数值模拟以及剩余油三维定量表征技术,对特高含水期整装油田剩余油开发具有很强针对性。

本书可供开发人员、油藏工程人员及相关专业师生参考。

### 图书在版编目(CIP)数据

水驱砂岩油藏特高含水期剩余油精细表征技术 / 王延忠著.

北京:石油工业出版社,2011.4

ISBN 978-7-5021-8345-5

I. 水…

II. 王…

III. 水驱油田:砂岩油气田-高含水期-剩余油-研究

IV. TE 327

中国版本图书馆CIP数据核字(2011)第044155号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址: [www.petropub.com.cn](http://www.petropub.com.cn)

编辑部: (010) 64523544

发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京睿特印刷厂

---

2011年4月第1版 2011年4月第1次印刷

787×1092毫米 开本: 1/16 印张: 11.75

字数: 216千字

---

定价: 68.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

# 前 言

注水开发是中国油田的主要开发方式，在石油开发中一直占主导地位。中国东部老油田经过几十年的开发，总体上都已进入特高含水期。胜利油田是中国第二大油田，以典型的陆相非均质水驱砂岩油藏为主，其中整装油田无论从储量规模还是产量贡献率来看，在胜利油田均占有举足轻重的地位，目前整体上已进入特高含水开发阶段，地下油、气、水分布十分复杂。传统观念认为特高含水期油藏剩余油分布十分零散；精细研究和实践证明对胜利油区陆相水驱油藏，特高含水期剩余油分布特征是总体分散、局部集中，仍存在较多的剩余油富集区。因此，针对整装油田特高含水期的特点，加强剩余油精细表征研究并提出高效的挖潜措施，减缓老油田产量递减成为胜利油区最紧迫的任务之一。本书对特高含水期整装油田剩余油的表征技术进行了研究和应用。

精细储层地质研究是剩余油研究的基础，本书第一章和第二章介绍了储层精细描述技术。第一章对储层描述中的关键技术——储层精细对比与划分、沉积微相研究、夹层描述与预测、储层参数测井精细解释等进行了研究；第二章介绍了精细刻画储层及层内夹层三维空间分布的确定性建模技术，从而为剩余油的定量表征提供了一个更为精确、合理、可靠的储层三维地质模型。剩余油的形成受多种因素的影响，第三章通过物理模拟、数值模拟、微观水驱油试验等方法从宏观和微观的角度介绍了储层中的油水运动规律和剩余油的形成机理及控制因素。剩余油的预测方法和技术较多，第四章对目前剩余油的预测方法进行了总结和分析，并着重介绍了基于精细油藏地质模型的精细油藏数值模拟技术，以及研制开发的基于精细油藏数值模拟结果的剩余油三维定量表征软件系统。第五章介绍了剩余油富集区筛选标准的建立方法，并以油藏数值模拟结果为主，结合油水井动态资料、测井资料、检查井资料，开展了油藏层间、层内、平面剩余油定量描述及潜力分析。第六章介绍了基于特高含水期剩余油精细描述的层系细分重组及井网优化调控等高效开发技术。

本书紧密联系油田生产实际，在各章节均有实例分析，具有较强的实用性和可操作性，希望对广大读者具有参考和借鉴意义。

在本书的编写过程中，得到了中国石化胜利油田地质科学研究院、河口采



油厂、孤岛采油厂、孤东采油厂以及中国石油大学（华东）等单位领导和专家的关心和支持，在此深表谢意。同时感谢石油工业出版社为本书出版所付出的辛勤劳动。

由于笔者水平有限，书中难免存在错误和不足，恳请读者批评指正。

# 目 录

第一章 储层精细描述技术 .....	1
第一节 储层精细对比划分 .....	1
一、对比划分级别 .....	1
二、对比划分模式 .....	2
三、对比划分方法 .....	10
四、对比划分成果 .....	11
第二节 沉积微相研究 .....	15
一、沉积微相研究方法 .....	15
二、河流沉积微相特征 .....	17
三、三角洲沉积微相特征 .....	20
第三节 夹层描述与预测技术 .....	23
一、夹层分类及其特征 .....	24
二、井点夹层识别及发育特征 .....	26
三、井间夹层预测 .....	27
第四节 储层参数测井精细解释技术 .....	31
一、测井资料标准化 .....	32
二、测井精细解释模型的建立 .....	33
第二章 储层精细三维地质建模 .....	39
第一节 概述 .....	39
一、国内外发展概况 .....	39
二、油藏三维地质建模技术介绍 .....	40
第二节 建模数据准备及模型网格设置 .....	44
一、数据准备 .....	44
二、模型网格设置 .....	47
第三节 精细三维地质模型的建立 .....	48
一、构造模型 .....	48
二、高精度储层格架模型 .....	51

三、储层属性模型 .....	56
第三章 剩余油形成机理与控制因素 .....	60
第一节 微观剩余油形成机理及控制因素 .....	60
一、微观剩余油驱替过程 .....	60
二、微观剩余油分布规律 .....	61
三、微观剩余油形成机理 .....	63
四、微观剩余油控制因素 .....	64
第二节 宏观剩余油分布规律及控制因素 .....	66
一、层间地层系数对层间剩余油的控制作用 .....	66
二、夹层对层内剩余油控制作用 .....	69
三、韵律性对层内剩余油的控制作用 .....	78
四、储层平面非均质对平面剩余油的控制作用 .....	80
五、井网对剩余油的控制作用 .....	82
第四章 剩余油定量表征技术 .....	86
第一节 剩余油定量研究方法 .....	86
一、剩余油描述技术的发展及现状 .....	86
二、剩余油的研究方法 .....	87
三、剩余油研究方法分析 .....	92
第二节 精细油藏数值模拟技术 .....	92
一、油藏数值模拟模型建立技术 .....	93
二、历史拟合技术 .....	103
三、剩余油定量表征指标 .....	109
第三节 剩余油三维定量表征系统 .....	115
一、软件开发方法 .....	115
二、软件系统主要功能 .....	117
第五章 剩余油潜力分析 .....	125
第一节 剩余油富集区筛选标准 .....	125
一、剩余油饱和度标准确定 .....	125
二、剩余可采储量标准确定 .....	126
三、剩余油潜力区级别划分 .....	126
第二节 剩余油潜力分析 .....	127
一、典型单元概况 .....	127
二、剩余油潜力分析 .....	128

第六章 特高含水期剩余油开发对策 .....	140
第一节 层系重组开发技术 .....	140
一、层系井网重组的原则 .....	140
二、层系重组技术经济政策界限 .....	141
三、层系重组方案及优化 .....	149
第二节 特高含水期井网加密调整技术 .....	157
一、典型单元概况 .....	157
二、正对行列井网调整技术 .....	165
三、交错行列井网加密调整技术 .....	170
结束语 .....	175
参考文献 .....	177



# 第一章 储层精细描述技术

在全世界范围内,大约有 20% 的可动石油储量,因储层在垂向上和平面上的各种非均质性隔挡和界面条件,被滞于地下而无法采出。到 2010 年,我国 70% 以上的油田与世界上许多油气田一样,都已进入了高含水期开采阶段,而胜利油区中高渗整装砂岩油藏综合含水已高达 94.6%,可采储量的采出程度达 90%,地下油气水的分布极为复杂。为进一步挖潜特高含水期整装油藏剩余油,增加可采储量,大幅度提高采收率,开展精细储层描述研究是基础。

## 第一节 储层精细对比划分

储层精细对比与划分是油藏地质研究的基础,也是精细油藏描述非常重要且关键的环节。

### 一、对比划分级别

根据陆相沉积旋回性及岩性、电性、含油性的组合,地层划分可分为六个级别。

含油层系(一级):相当于一级沉积旋回,由沉积条件、岩石类型、流体性质等基本相似并相邻的若干油层组组成的一套含油(气)层系,各个一级旋回之间以不整合或沉积间断的方式相接触,如胜利油区主要一级旋回含油层系包括馆陶组(Ng)、东营组(Ed)及沙河街组(Es)。

油层组(二级):相当于二级旋回,由分布状态、岩石性质、流体性质相似,并相互靠近的一套油(气)层组组成,二级旋回间沉积相类型有明显变化或不整合,是形成该层系生储组合的基础。在上述一级旋回中可分别划分为出几个二级旋回,胜利油区馆陶组可划分为馆上段、馆下段,东营组可分为东一段、东二段、东三段,沙河街组可划分为沙一段、沙二段、沙三段、沙四段。

砂层组(三级):上下被稳定的低渗透层或不渗透层分隔,由连续沉积

的若干砂层按一定规律组合的一个较小的沉积旋回（相当于三级旋回），代表湖盆水域的扩张与收缩，不同三级旋回之间地层是连续的，是形成砂层组的基础。从开发实际出发，三级旋回（砂层组）厚度一般不易过大（小于200m），它是油田范围内油层对比的出发点，旋回界线必须是明确的沉积事件界线，或必须有标准层控制，以利于砂层组进一步细分的等时性。如孤东油田的馆上段划分为6个砂层组，胜坨油田二区的沙二段划分为15个砂层组。

小层（四级）：同一时期沉积的厚度较小的岩层，相当于四级旋回，对于河流相沉积来说，一般以一次河泛事件作为小层划分的界线，即划在河道砂或河漫砂的底部，能量减弱沉积泥岩的顶部。四级旋回作为划分小层的依据，厚度以小于30m为宜，以适应油田开发的实际应用，因为它是油田投入开发的最基本单元。根据小层所含的砂层数、砂层厚度及层间差异性，确定开发层系的组合方式。如孤东油田馆上段的4—6砂层组划分出18个小层，分为5套开发层系（ $4^1-5^1$ 、 $5^{2+3}$ 、 $5^4-6^1$ 、 $6^{3+4}$ 、 $6^2+6^{5-8}$ ）。胜坨油田二区主力含油层系沙二段15个砂层组划分出70个小层，共组合成八套开发层系1—2、3、4—6、 $7^1-7^3$ 、 $7^4-8^1$ 、 $8^3-8^5$ 、9—10、11—15。

单砂层（五级）：上下被泥岩或不渗透层分隔的单一砂层，相当于五级旋回。河流相沉积中的每一次侧积、加积、废弃、改道等形成的上下以泥岩分割的砂体可作为单砂层划分的界线。单砂层是油田开发后期层系细分重组、层间剩余油挖潜的基本储层单元。

韵律段（六级）：被层内夹层分隔的、或渗透性具明显分段的储层段，相当于六级旋回。河流相砂体下切、叠加、短暂间歇形成的层内不稳定薄夹层或单一正韵律可作为韵律段划分的界线。韵律段是油田特高含水期层内剩余油挖潜的储层单元。

油藏在特高含水期已划分到小层，为满足层间、层内剩余油挖潜的需要，储层应划分到单砂层和韵律段，这也是中高渗砂岩油藏特高含水期储层精细刻画的重要内容之一。

## 二、对比划分模式

对于陆相河流、三角洲沉积，以标准层控制层位，用沉积旋回和岩相厚度法结合标志层划分砂层组，采用等高程、等厚砂体、叠加砂体、下切砂体和平面相变等5种砂体对比模式对比划分单砂层或韵律段。

### （一）等高程对比模式

对于河流相沉积，河道内的沉积厚度反映古河流的满岸深度，其顶界反映

满岸泛滥时的泛滥面，同一河流内的河道沉积物其顶面应是等时面，而等时面应与标准层大体平行，即同一河道沉积，其顶面距标准层（或某一等时面）应有基本相等的“高程”（图1-1）；反之，不同时期沉积的河道砂体，其顶面高程应不相同。对于三角洲沉积，因其为湖盆斜坡上的水下沉积，所以平行湖岸线方向同时期砂体顶面高程基本相同（图1-2）。

## （二）等厚砂体对比模式

主要针对砂体分布相对稳定的三角洲相沉积，根据旋回厚度对比法，把电测曲线形态相似、地层厚度相近的砂层划分为同一单砂体或韵律段，划分时需要考虑沉积砂体在近距离范围内的稳定性、连续性（图1-3）。

## （三）叠加砂体对比模式

河流相沉积叠加砂体是河床侧向迁移的结果，如图1-4所示，在垂向上表现为多个间断性正韵律，即复合正韵律。在测井曲线上有两种反映：一是表现在自然电位、电阻率和微电极等曲线上有小幅度的回返；二是电性不回返，自然电位呈箱形，表示下部沉积的细粒被侵蚀。三角洲沉积叠加砂体由于水流的进退作用，前期沉积物顶部受到冲刷，随后又沉积新的砂体，形成了砂体叠置现象（图1-5），若冲刷不彻底，上部沉积单元仍存在粗粒沉积物，从电测曲线上可以见到夹层存在；若冲刷强烈，下部单元砂体被部分冲刷，两期砂体叠置，电测曲线显示呈箱形。

叠加砂体在劈层上要结合周围邻井的情况合理分配。在划分叠加砂体时要注意油水界面、与邻井砂体对应关系的合理性等问题。

## （四）下切砂体对比模式

下切砂体就是后一个时间单元的砂体占据了前一个时间单元砂体的一部分或全部空间的砂体（图1-6），该模式是河道沉积中常用的对比模式。下切砂体与叠加砂体形成的水动力原理应是一样的，只是前者的水动力能量更大，把原先的砂体冲刷掉。下切砂体在垂向上岩性、电性大，都显示为复合韵律的特点，对河流来说其底部为突变接触，岩心常见泥砾。

## （五）相变砂体对比模式

河道边缘由于水流变化形成的薄互层不能视为多个时间单元，而应与河道中心砂体划为同一砂体。在河道泛滥期，河水冲开或溢出河堤形成决口扇或天然堤，其厚度和延伸范围均较同期的河道砂小很多，在砂体对比划分时它们为同一砂体（图1-7、图1-8）。

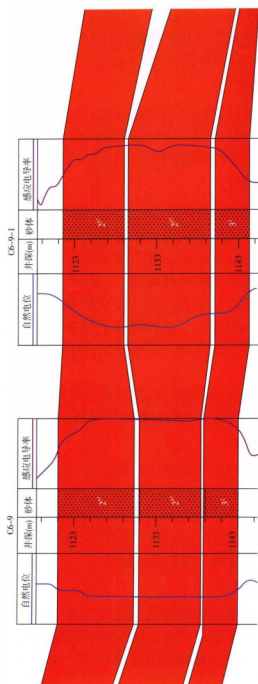


图1-1 埕东馆陶组T<sub>2</sub>+3河流相砂体等高程对比划分模式



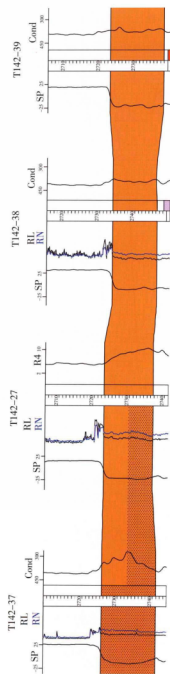


图1-2 坨142块沙二段15层三角洲相砂体等高程对比划分模式

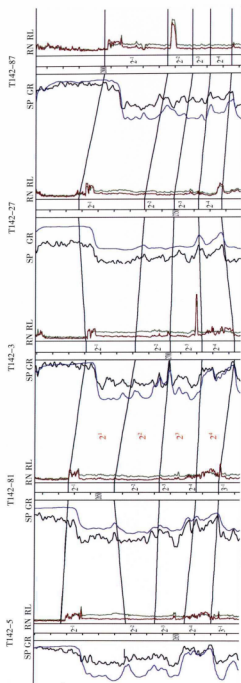


图1-3 坨142块沙二段15层三角洲相等厚砂体对比划分模式

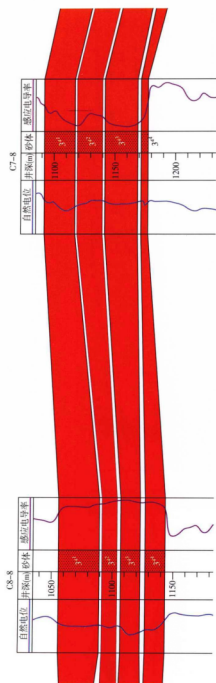


图1-4 埕东馆陶组3#河流相叠置砂体对比划分模式

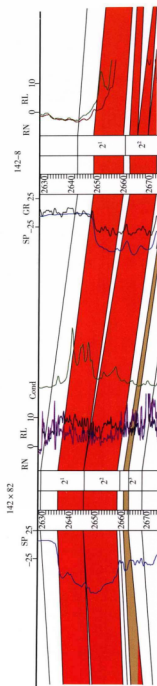


图1-5 坨142块沙二段15层三角洲叠置砂体对比划分模式



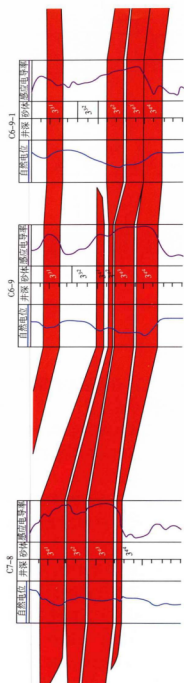


图1-6 埕东馆陶组3<sup>rd</sup>层河流相下切砂体对比划分模式

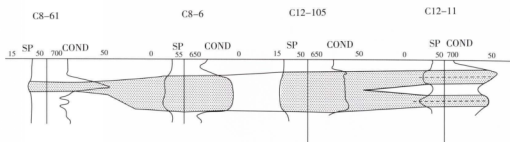


图 1-7 埕东馆陶组 3<sup>4</sup> 河流相变砂体对比划分模式

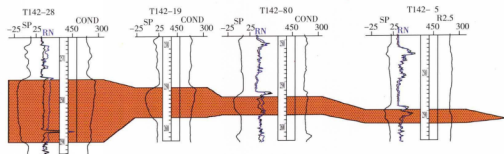


图 1-8 埕 142 块沙二段 15<sup>1</sup> 层三角洲相变砂体对比划分模式

### 三、对比划分方法

厚油层韵律段划分主要以层内夹层和渗透率的韵律性（电性曲线上以自然电位和微电极为依据）为依据。具体方法如下：

- （1）建立细分对比骨架剖面，搞清井间各单砂层和夹层的对应关系；
- （2）检验各交叉剖面是否闭合，不闭合时需查找问题所在；
- （3）非剖面线的井与剖面线上的井进行对比；
- （4）根据夹层的稳定程度，确定细分后的韵律段数和夹层数；
- （5）编制各井的韵律段号和夹层号，整理韵律段数据表，绘制韵律段平面图及夹层平面分布图。

在埕 142 块沙二段 15 砂层组储层精细对比中，以不同时期形成的泥岩层为标志，采用“旋回对比、分级控制”的对比原则，为保证沉积时间单元划分和对比的精度，首先选取了平行物源方向的 4 条剖面 20 口井、垂直物源方向的 4 条剖面 28 口井作为关键井进行划分和对比，并进行主干剖面的闭合（图 1-9）。对非骨架剖面上的井进行沉积时间单元划分对比时，均应把相邻主干剖面的井点作为对比井，用组合曲线进行对比，最后确定散井的沉积时间单元分层数据。最终完成整个单元小层的精细划分对比及闭合。整理并建立数据库，完成多条不同方向的油层对比图及油藏剖面图。

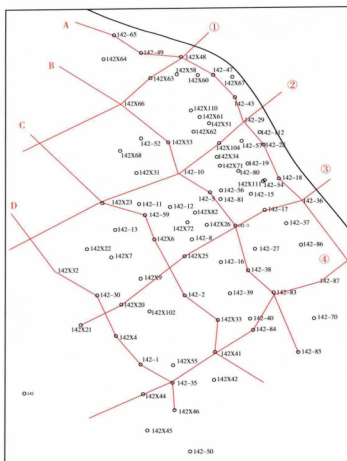


图 1-9 埕 142 沙二段 15 储层对比  
划分骨架剖面

#### 四、对比划分成果

根据上述对比划分模式、步骤完成储层精细划分，建立韵律段（单砂体）分层数据库，为精细地层格架模型的建立奠定基础。在埕 142 块沙二段 15 砂层组油藏研究中，将油田投入开发时的 6 个小层、15 个沉积时间单元细分为 20 个韵律段；在埕东东区馆陶组 2—3 砂层组储层精细对比划分中，将原 7 个小层细分为 13 个韵律段（表 1-1、表 1-2）。

表 1-1 埕 142 块沙二段 15 砂层组储层精细划分结果

砂层组	小层	韵律段或单砂体	砂层组	小层	韵律段或单砂体
沙二段 15	1	1 <sup>1</sup> 、1 <sup>2</sup> 、1 <sup>3</sup> 、1 <sup>4</sup>	沙二段 15	4	4 <sup>1</sup> 、4 <sup>2</sup> 、4 <sup>3</sup> 、4 <sup>4</sup>
	2	2 <sup>1</sup> 、2 <sup>2</sup> 、2 <sup>3</sup> 、2 <sup>4</sup>		5	5 <sup>1</sup> 、5 <sup>2</sup> 、5 <sup>3</sup>
	3	3 <sup>1</sup> 、3 <sup>2</sup> 、3 <sup>3</sup>		6	6 <sup>1</sup> 、6 <sup>2</sup> 、6 <sup>3</sup>

表 1-2 埕东东区馆陶组 2<sup>3</sup>—3<sup>4</sup> 储层精细划分结果

砂层组	小层	韵律段或单砂体	砂层组	小层	韵律段或单砂体
二砂层组	3	3	三砂层组	1	1
	4	4		2	2 <sup>1</sup> 、2 <sup>2</sup>
	5	5 <sup>1</sup> 、5 <sup>2</sup>		3	3 <sup>1</sup> 、3 <sup>2</sup>
				4	4 <sup>1</sup> 、4 <sup>2</sup> 、4 <sup>3</sup> 、4 <sup>4</sup>

为进一步认识划分出的韵律段（或单砂体）储层发育状况，可以从韵律段（或单砂体）钻遇情况、砂层厚度、有效厚度及平面展布状况等方面进行评价，为开发调整方案的层系重组细分、井网调整提供地质依据。

统计坨 142 块沙二段 15 砂层组的 6 个小层细分的 20 个韵律段（或单砂体）发育状况，详见表 1-3，主力油层 2<sup>1</sup>、2<sup>2</sup>、2<sup>3</sup> 钻遇程度高（钻遇率 > 70%）、有效厚度大（大于 6m），平面上油层分布范围大，扇状分布，几乎覆盖整个工区（图 1-10）；次主力层 1<sup>3</sup>、2<sup>4</sup>、3<sup>1</sup>、3<sup>2</sup>、5<sup>1</sup> 钻遇率一般大于 40%，有效厚度大于 4.0m，平面上油层分布范围较大，呈条带状连续分布；而其他非主力层钻遇率一般小于 35%，油层有效厚度一般小于 4.0m，平面上油层分布范围较小，呈断续条带或土豆状分布（图 1-11）。

表 1-3 坨 142 块沙二段 15 韵律段储层发育状况统计表

层位		统计井数	钻遇砂层			钻遇油层		
			井数（口）	钻遇率（%）	砂层厚度（m）	井数（口）	钻遇率（%）	有效厚度（m）
1 小层	1 <sup>1</sup>	83	81	97.6	5.4	19	22.9	3.0
	1 <sup>2</sup>	83	26	31.3	5.9	9	10.8	5.0
	1 <sup>3</sup>	83	76	91.6	5.9	30	36.1	4.3
	1 <sup>4</sup>	83	28	33.7	2.0	8	9.6	1.4
	小计	83	82	98.8	13.2	38	45.8	6.8
2 小层	2 <sup>1</sup>	83	80	96.4	10.2	72	86.7	8.5
	2 <sup>2</sup>	83	81	97.6	8.5	73	88.0	6.5
	2 <sup>3</sup>	83	70	84.3	7.3	56	67.5	6.7
	2 <sup>4</sup>	83	60	72.3	4.9	37	44.6	4.7
	小计	83	83	100.0	27.8	74	89.2	22.0
3 小层	3 <sup>1</sup>	83	59	71.1	7.8	41	49.4	7.2
	3 <sup>2</sup>	83	55	66.3	5.6	37	44.6	4.8
	3 <sup>3</sup>	83	58	69.9	3.7	31	37.3	3.0
	小计	83	64	77.1	15.4	43	51.8	13.2

续表

层位		统计 井数	钻遇砂层			钻遇油层		
			井数（口）	钻遇率（%）	砂层厚度（m）	井数（口）	钻遇率（%）	有效厚度（m）
4 小层	4 <sup>1</sup>	83	53	63.9	4.0	23	27.7	3.4
	4 <sup>2</sup>	82	55	67.1	3.9	23	28.0	2.7
	4 <sup>3</sup>	82	59	72.0	3.3	20	24.4	2.4
	小计	82	72	87.8	8.6	38	46.3	5.0
5 小层	5 <sup>1</sup>	80	58	72.5	4.9	28	35.0	4.2
	5 <sup>2</sup>	79	46	58.2	4.7	19	24.1	4.1
	5 <sup>3</sup>	77	23	29.9	3.9	9	11.7	2.7
	小计	77	66	85.7	8.9	30	39.0	7.4
6 小层	6 <sup>1</sup>	76	54	71.1	2.7	36	47.4	2.6
	6 <sup>2</sup>	76	2	2.6	1.6	0	0.0	0.0
	6 <sup>3</sup>	76	17	22.4	1.9	7	9.2	1.9
	小计	76	56	73.7	3.2	37	48.7	2.9
Es <sub>2</sub> <sup>15</sup> 砂层组合计		83	83	100.0	69.5	79	95.2	37.6

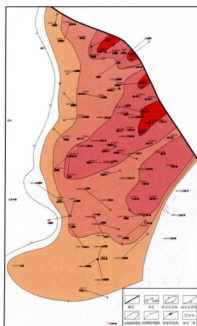


图 1-10 坨 142 块沙二段 15  
主力层油层分布状况

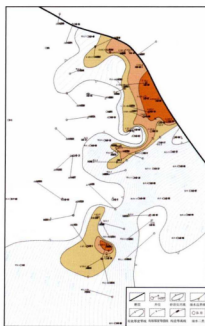


图 1-11 坨 142 块沙二段 15  
非主力层油层分布状况

统计埕东东区研究目标区内馆陶组 2<sup>3</sup>—3<sup>4</sup> 小层细分的 13 个韵律段（或单砂体）发育状况，详细见表 1-4，主力油层 2<sup>51</sup>、2<sup>52</sup>、3<sup>31</sup>、3<sup>41</sup>、3<sup>42</sup>、3<sup>43</sup>、3<sup>44</sup> 钻遇程度高（钻遇率 > 60%）、有效厚度大（大于 2.5m），平面上顺河道方向普遍发育（图 1-12）；非主力层钻遇率一般小于 40%，油层有效厚度一般小于 2.5m，平面上油层分布范围较小，以条带状或土豆状分布为主（图 1-13）。

表 1-4 埕东东区馆陶组 2<sup>3</sup>—3<sup>4</sup> 韵律段储层发育状况统计表

层位		2 <sup>3</sup>	2 <sup>4</sup>	2 <sup>51</sup>	2 <sup>52</sup>	3 <sup>1</sup>	3 <sup>21</sup>	3 <sup>22</sup>	3 <sup>31</sup>	3 <sup>32</sup>	3 <sup>41</sup>	3 <sup>42</sup>	3 <sup>43</sup>	3 <sup>44</sup>	3 <sup>4</sup> 层小计	合计
统计井数		107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
钻遇砂层	井数 (口)	42	42	61	76	19	54	6	92	52	61	90	99	93	107	107
	钻遇率 (%)	39.3	39.3	57.0	71.0	17.8	50.5	5.6	86.0	48.6	57.0	84.1	92.5	86.9	100.0	100.0
	砂层厚度 (m)	1.9	1.4	4.8	5.4	2.5	3.8	3.3	5.3	3.9	3.1	3.3	3.7	3.2	10.8	28.1
钻遇油层	井数 (口)	14	9	45	58	8	39	4	87	47	57	86	91	79	97	104
	钻遇率 (%)	13.1	8.4	42.1	54.2	7.5	36.4	3.7	81.3	43.9	53.3	80.4	85.0	73.8	90.7	97.2
	有效厚度 (m)	1.7	1.0	4.7	4.7	2.1	3.3	3.4	4.2	3.1	2.5	3.0	3.5	2.4	9.3	20.2

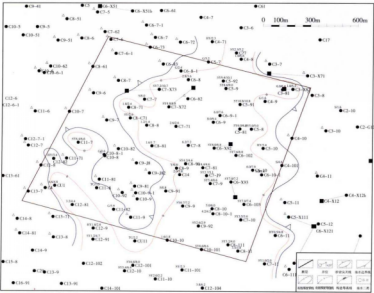


图 1-12 埕东主力层馆陶组 2<sup>51</sup> 油层分布状况



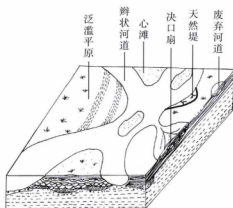


图 1-14 河流沉积微相模式

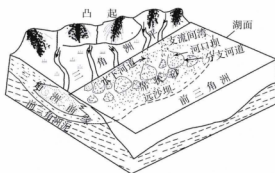


图 1-15 三角洲沉积微相模式

## (二) 单井相分析

以取心较完整的取心井为基础，将目的层段纵向上划分成几个小的旋回，并对每个旋回的岩性、沉积构造、韵律性、粒度特征等进行分析，从而作出不同旋回所属沉积相的判断。

## (三) 沉积相标志

沉积相标志包括岩性特征、古生物化石、沉积构造、沉积韵律性、电性特征、粒度特征、砂体平面几何形态等。

(1) 岩性特征：包括岩石类型、颜色、矿物成分、岩石胶结类型、分选性及磨圆性。

(2) 古生物化石：包括各类生物遗体、遗迹等，如动物遗体化石、植物根、茎、叶的碎片。

(3) 沉积构造：通过岩心观察层理类型及其发育程度。

(4) 沉积韵律性：通过岩性剖面的纵向粒度变化，或通过电性曲线的变化，判断较厚储层的韵律性，一般包括正韵律、反韵律和复合韵律。如河道的心滩



或边滩沉积以正韵律、复合正韵律为主；三角洲的河口坝以反韵律或复合反韵律为主。

(5) 电性特征：一般根据自然电位和微电极曲线形态，判断沉积微相。如河道砂中的心滩自然电位曲线以箱形或钟形为主；三角洲沉积的河口坝自然电位曲线以箱形或漏斗形为主。

## 二、河流沉积微相特征


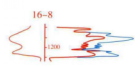
河流相沉积垂向上自下而上具有以下特点：底部为冲刷面，其上为砂砾质的滞留沉积，再向上为不甚清晰槽状交错层理的粗砂岩；下部具有大型槽状交错层理的粗砂岩；中部为具有大—中型板状交错层理的中—粗（细）砂岩；上部具有中—小型槽状交错层理或上攀（爬升）层理的中（粉）—细砂岩；顶部为厚度较薄的垂向加积形成的粉砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩，有时略显纹层，含钙质结核或植物根迹。

平面上可将河流相沉积划分 5 种微相，各种微相在沉积条件、岩性、电性特征等方面具有明显差异性。

边滩（又叫点坝）：为曲流河凸岸一侧侧向加积的结果。沉积以正韵律为主，下粗上细，具明显的二元结构，结构成熟度与成分成熟度比心滩稍高；自然电位为钟形、复杂钟形或箱形，微电极曲线幅度差大。

心滩（又叫心滩坝、河心沙坝）：为辫状河道内沉积物垂向加积和侧向加积的结果，砂层厚度大，砂岩粒度较粗，结构成熟度与成分成熟度均较低，发育大型槽状交错层理、板状交错层理；自然电位呈箱形、复合钟形，微电极曲线幅度差大（表 1-5）。

表 1-5 埕东东区 Ng<sup>2</sup><sub>3</sub>—3<sup>4</sup> 沉积微相特征表

微相	砂岩电性特征	砂岩厚度	物性	剩余油分布特征
河心沙坝		>6m	好	水洗严重，剩余油在油层顶部
辫状河道		>4m	较好	水洗较严重，剩余油在中上部

微相	砂岩电性特征	砂岩厚度	物性	剩余油分布特征
河道边缘		1 ~ 4m	较差	水流较轻, 剩余油相对富集
河间滩地	泥岩为主		最差	储层物性差, 开采困难

天然堤（或河道边缘）：为高水位期河水漫过河岸，水流能量下降，所携带的大量悬浮物沉积而成，孤东、孤岛、埕东油田主力含油层系馆陶组曲流河发育较多，一般发育在凹岸一侧，其沉积物粒度较细，以粉砂岩、泥质粉砂岩为主，具不明显的正韵律性，发育中—小型交错层理和水平层理。自然电位呈指形或齿化的矮钟形，微电极曲线幅度差小（表1-5）。天然堤自河床向河漫滩过渡，厚度由厚变薄，粒度由粗变细。

决口扇（或河道边缘）：为河水冲开河岸和天然堤而形成的扇形沉积物，粒度较粗，多为细砂、粉砂岩，具下细上粗的反韵律沉积特征，发育斜层理、水平层理；自然电位呈漏斗形或齿化漏斗形，微电极曲线幅度差小。

废弃河道（又称河道沉积、河道充填）：在曲流河中称牛轭湖，为辫状河的慢速废弃或曲流河的截弯取直作用而形成，被泛滥平原所包围。沉积物与主河道内的边滩或心滩相似，只是厚度较薄，也是较好的储层。岩性下粗上细，以细砂、粉砂岩为主，具明显的二元结构，见微细层理、水平层理。自然电位呈矮钟形，微电极曲线幅度差较大（表1-5）。

泛滥平原（又称河间滩地）：为河水泛滥形成的大片粉砂质泥、泥质沉积物，颜色为灰绿色或紫红色，粒度细，层理构造不发育。自然电位曲线起伏较小，位于基线附近，微电极曲线幅度差小。

如对埕东油田东区馆陶组 $2^3 \sim 3^4$ 沉积微相研究表明，该区储层为辫状河沉积，可细分出河心沙坝（心滩坝）、辫状河道（废弃河道）、河道边缘、河间滩地（泛滥平原）四种沉积微相，各微相对应着不同的砂厚、电性、物性及剩余油分布特征（表1-5）。其中沙坝微相以正粒序的长石细砂岩为主，自然电位呈箱状，砂体厚度大于6m；辫状河道微相以长石细砂岩为主，自然电位近箱状，砂体厚度4~6m；河道边缘微相以泥质细砂岩为主，自然电位曲线多为齿状，单层厚度小，一般1~4m；河间滩地微相以泥岩为主。

根据沉积微相特征，进行井层沉积微相划分及平面展布规律研究。主力层馆陶组 $2^5$ 、 $3^3$ 、 $3^4$ 主要发育河心沙坝和辫状河道微相，非主力层馆陶组 $2^3$ 、 $2^4$ 、 $3^1$ 、 $3^2$ 主要发育河道边缘和河间滩地微相（图1-16）。

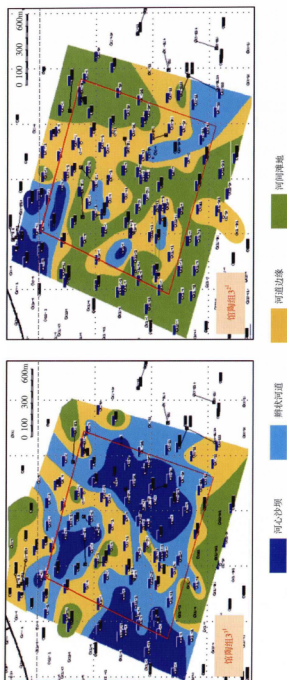


图1-16 埕东区主力、非主力层沉积微相平面展布图

### 三、三角洲沉积微相特征

三角洲沉积微相以中—细砂岩、粉砂岩为主，常见有暗色泥岩沉积，碎屑岩的成分成熟度和结构成熟度比较高，沉积构造类型复杂多样，河流中的沉积作用和湖泊的波浪作用形成的各种沉积构造发育。粒度分布以悬浮搬运为主，滚动搬运较少；湖相和陆相生物化石混生，反映处于河湖的交汇区。三角洲在垂向上出现上粗下细的反旋回层序，这种反旋回主要是河口沙坝沉积物的表征。砂体在平面上呈朵状或指状，剖面上呈发散的扫帚状，向前三角洲方向插入泥质沉积中，与前三角洲泥呈齿状交叉。

以胜坨油田坨 142 块沙二段 15 砂层组三角洲沉积为例，介绍各沉积微相特征。

#### （一）水下分流河道

水下分流河道沉积纵向上呈多个正韵律的叠加或单一旋回正韵律，底部岩性粗，向上过渡为细砂岩，顶部沉积的泥岩表明一个旋回的结束，反映了水动力从高到低直至河道废弃的一个完整过程。曲线上显示为一个向上变细的正序列。下部发育高角度交错层理或块状层理，上部发育小型交错层理、波状层理及水平层理，砂体底部常具冲刷面。

砂岩厚度一般在 3m 以上，底部突变，顶部渐变，曲线光滑。自然伽马具明显正韵律，自然电位曲线具高负异常且为明显的正韵律（图 1-17）。

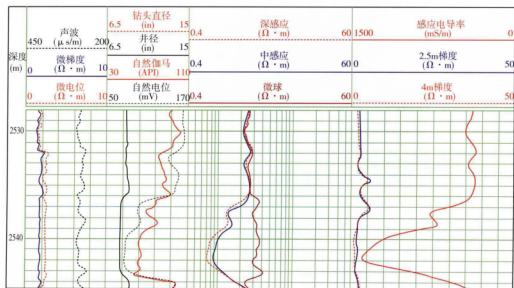


图 1-17 142-X67 井水下分流河道沉积微相测井响应特征

## (二) 河口坝

分流河道所携带的泥砂物质，在分流河口处因流速降低而堆积下来，便形成河口坝。河口坝的岩性主要是砂和粉砂。由于受到河流和湖水双重重力的作用，河口坝的沉积物能得到充分的簸选，泥质被淘走，而保留下来的则是分选好、质地较纯净的石英砂和粉砂。由于河口坝的沉积速度快，因而它的砂层的厚度也较大。河口坝具有自下而上沉积物颗粒由细变粗的反粒序特征，即具有特征性的前积层结构层序。底部粉砂质泥岩及粉砂岩中具沙纹层理及包卷层理，向上粉细砂岩具水平波状纹层，顶部可见中小型槽状交错层理。研究区河口沙坝经常与水下分流河道共生，共同组合成良好的储集体。

测井响应特征总体为极高、高幅度自然电位，自然伽马表现为典型漏斗形或箱形，砂岩厚度一般大于6m（图1-18）。

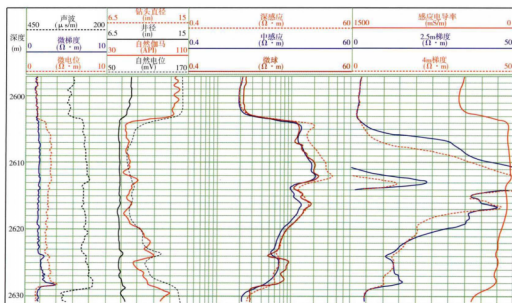


图1-18 142-X67井河口坝沉积微相测井响应特征

## (三) 远沙坝

远沙坝位于河口沙坝向前三角洲方向过渡的末端，由溢出河口的更细粒沉积物组成。研究区远沙坝岩性主要为细砂岩、粉砂岩、泥岩互层，具正粒序和反粒序。砂岩发育低角度斜层理、沙纹层理和浪成沙纹层理、水平层理。常与其上的河口沙坝共生组成向上连续变粗的倒钟形或漏斗形，超覆在前三角洲黑色泥岩之上。

测井响应特征总体表现为幅度差中等，自然电位呈现指状或圆头状，自然

伽马表现为漏斗形, 三侧向呈现刺刀状。砂体厚度小于河口坝, 一般为 2~4m, 且出现砂泥互层 (图 1-19)。

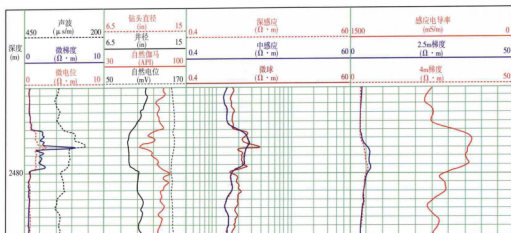


图 1-19 142-52 井沅沙坝沉积微相测井响应特征

#### (四) 前缘席状砂

前缘席状砂是河口沙坝或远沙坝在湖浪和侧向运动的沿岸流的淘洗和颠簸作用下, 沉积物发生向河口两侧的湖岸带迁移而形成的席状砂体, 常在河口坝两侧呈小规模面状分布, 席状砂的砂质纯、分选性好, 沉积构造与河口坝相同, 广泛发育交错层理。

测井响应特征表现为自然伽马幅度差小, 自然电位呈圆头状, 三侧向表现为低幅小齿状。砂体厚度小于 2m, 出现砂泥薄互层 (图 1-20)。

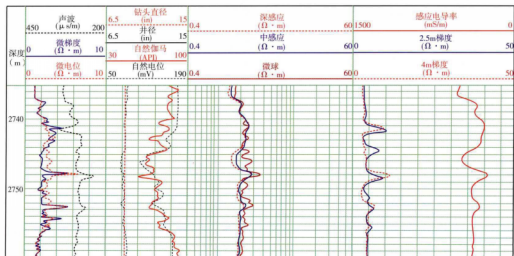


图 1-20 142-50 井前缘席状砂沉积微相测井响应特征

## （五）水下分流河道间、前三角洲和滨浅湖泥岩

主要为泥岩沉积，夹粉砂岩。水下分流河道间位于两个水下分流河道之间，沉积物主要是河流带来的悬浮质淤泥、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等组成，岩性剖面上呈复合正韵律或复合韵律。多见水平波状层理、透镜状层理，生物扰动构造及生物钻孔比较发育。前三角洲位于三角洲前缘的前方，沉积物基本上都是湖水面以下的深水沉积物，其岩性主要以黑色和深灰色泥岩为主，夹薄层泥质粉砂岩条带，发育水平层理，常见生物扰动构造。泥质砂岩与水下分流河道间电性特征相似。滨浅湖和前三角洲具有相似的特点，不同的是前者泥岩沉积稳定，厚度大，稳定程度高，颜色深。

自然电位位于基线。无幅度差，三侧向呈低幅齿状，自然伽马具有最高值的特征，泥岩厚度较大（图1-21）。

通过以上微相特征分析及相应的测井曲线特征研究，结合沉积相模式，利用测井资料，对区内86口井、纵向上每个层进行了微相划分，形成井层沉积相数据库，为沉积相建模提供了数据。

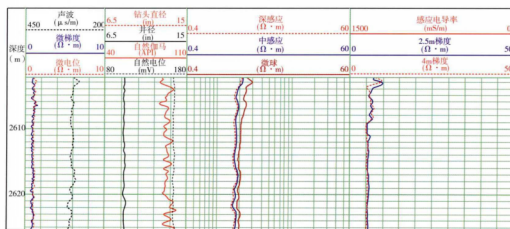


图1-21 142-11井水下分流河道间、前三角洲及滨浅湖泥测井响应特征

## 第三节 夹层描述与预测技术

中高渗砂岩油藏主力油层一般为河流、三角洲相沉积的厚油层，其层内发育稳定或不稳定夹层。开发实践证明，在高、特高含水期这种层内夹层控制剩余油分布，并能形成有效的剩余油富集区。所以准确描述层内夹层分布对特高含水期层内剩余油挖潜具有重要的意义。

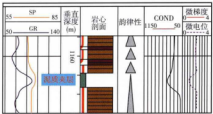

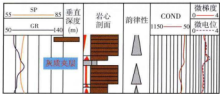

## 一、夹层分类及其特征

河流相沉积的点坝或心滩坝、三角洲沉积的河口坝, 储层内部主要发育两种类型夹层, 即岩性夹层和物性夹层。岩性夹层包括泥质夹层和灰质夹层 (主要在三角洲河口坝内较发育), 一般是由于水体能量减弱而形成的, 相对中高渗透储层来说, 岩性夹层几乎不具渗透性。物性夹层是指由于砂体内部的物性变化所形成的夹层, 即物性差、渗透率较低。不同油藏沉积类型、不同区块其夹层发育特征存在差异性, 所以进行夹层描述预测的时候, 必须首先根据该区块的岩心资料, 分析不同类型夹层岩性、物性、电性及厚度、延伸规模等特征, 为井点夹层识别及井间夹层预测奠定基础。

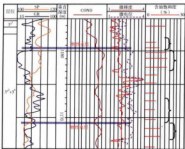
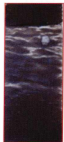
在埕东油田东区馆陶组 2<sup>5</sup>、馆陶组 3<sup>4</sup> 辫状河沉积的心滩坝储层内部夹层研究中, 利用取心井资料建立了河流相沉积三种类型夹层的岩电特征标准 (表 1-6)。

泥质夹层: 灰色或灰绿色泥岩, 厚度稍薄, 一般 0.5 ~ 1.0m, 呈片状分布, 连续性相对好, 一般可以进行几口井的井间追踪, 无渗透性, 有一定的隔挡作用, 封闭性强弱要看其分布范围。自然电位回返明显, 自然伽马值变高, 微电极幅度明显下降, 幅度差很小或几乎为零。一般为河漫泥岩沉积。

表 1-6 埕东油田东区馆陶组取心井夹层岩电特征

类型	曲线形态	岩心照片
岩性夹层 泥质夹层		
岩性夹层 灰质夹层		



类型	曲线形态	岩心照片
物性夹层		

灰质夹层：灰质泥岩，厚度较薄，一般0.5m左右，具较强随机性，出现频率相对较小，岩性密度大，渗透率低。深侧向电阻率高于或接近油层电阻率，微电极曲线呈尖峰状。其形成与碳酸盐胶结作用、溶解作用等成岩作用不均匀性有关。

物性夹层：油斑泥质细砂或粉砂岩，泥质含量较高，厚度较薄，一般小于0.5m，呈小片状、土豆状、条带状分布，连续性较差或不连续，甚至有的只是单井发育，井间难以对比和追踪，有一定的孔隙度和渗透率，但仍低于有效储层的下限。小于0.2m的物性夹层测井曲线无响应，其余测井曲线特征为自然电位曲线稍有回返现象，自然伽马呈中幅齿状凸起，深、浅电阻率的差异稍微减小。一般为局部物性差异导致。

在胜坨油田坨142块沙二段15砂层组三角洲沉积河口坝储层内部夹层研究中，利用取心井资料建立了三角洲沉积三种类型夹层的岩电特征标准（图1-22）。

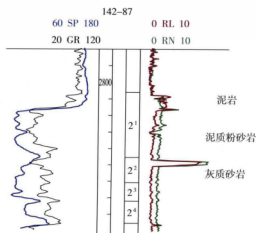


图1-22 河口坝层内夹层发育电性特征图

泥质夹层：在沙二段 15 砂层组各沉积时间单元中发育普遍，主要包括泥岩、粉砂质泥岩，分布形式有泥岩薄层、层理中的泥质条带等。在测井曲线上表现自然电位回返明显，微电极曲线值低，并且微电位与微梯度基本重合，声波时差大，厚度大，多为 0.2 ~ 2m，平面上分布较稳定。

灰质夹层：岩性为钙质胶结的致密砂岩，厚度较小，一般 0.2 ~ 1m，横向延伸距离较短。灰质夹层在测井曲线上表现为自然电位曲线有回返，但不明显，微电极曲线呈高阻夹峰，感应曲线幅度也明显增大，各种曲线变化幅度因钙质含量的影响而不同。

物性夹层：岩性主要为泥质（粉）砂岩，是由于泥质胶结作用使得砂岩的孔渗性降低而形成的。微电极曲线特征为微电位及微梯度同时回返且幅度差减小，自然电位曲线有微弱异常显示。

## 二、井点夹层识别及发育特征

根据不同类型夹层特征标准，进行井点夹层识别，研究不同类型夹层发育特征，并为井间夹层预测及夹层三维建模提供资料点。

### （一）夹层识别方法

鉴于目前常规测井资料的最高分辨率约为 0.1 ~ 0.2m，因此，将夹层识别厚度起算值定为 0.2m。实际工作中，夹层的识别遵循了下述标准：①微电极曲线上只要有回返或上升显示，则需识别，识别点为微电极测井曲线转折点；②微电极（微电位）曲线回返程度达到幅度差的 1/3 则识别，顶底界由拐点决定，若微电极测井曲线回返不太明显，而其他曲线有明显显示，则需综合判定；③微电极曲线上有异常的钙质夹层时，按曲线的拐点处识别；④自然电位曲线上有明显的夹层显示，但回返幅度不到 1/3，其他曲线上也没有明显相应显示，则认为这是渗透性变化所致，不作为夹层进行识别；⑤对顶（底）部渐变层，夹层划分处为渐变界面上微电位半幅点或转折点之下（上）0.1 ~ 0.2m 处；⑥对底突变层，夹层划分处为微电位转折点；⑦如果微电极曲线上显示的夹层不明显时，可以考虑在自然电位曲线的基础上，参考电阻率曲线和自然伽马曲线。

### （二）井点夹层发育特征

利用单井夹层识别结果，研究夹层钻遇厚度、密度、频率及不同类型夹层所占比例。

对埕东东区试验区辨状河沉积的馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>厚油层 8 个韵律段间厚度大于 0.2m 内夹层进行研究，两期河道叠加的馆陶组 2<sup>5</sup>、3<sup>3</sup>层内以泥质夹层为主，馆陶组 3<sup>4</sup>层内以物性夹层为主，各层内夹层详细发育特征见表 1-7。

表 1-7 埕东东区试验区井点馆陶组夹层分布状况统计表

韵律段	夹层类型								夹层个数 合计
	泥质夹层 (个)	百分比 (%)	灰质夹层 (个)	百分比 (%)	物性夹层 (个)	百分比 (%)	连通 (个)	百分比 (%)	
2 <sup>51</sup> —2 <sup>52</sup>	26	58.0	8	18.0	11	24.0	10		45
3 <sup>31</sup> —3 <sup>32</sup>	41	89.0	1	2.0	4	9.0	4		46
3 <sup>41</sup> —3 <sup>42</sup>	15	44.1	3	8.8	16	47.1	30		34
3 <sup>42</sup> —3 <sup>43</sup>	16	27.6	11	19.0	31	53.4	40		58
3 <sup>43</sup> —3 <sup>44</sup>	9	20.0	3	6.7	33	73.3	50		45
夹层个数合计	107		26		95				228

针对坨 142 块沙二段 15 砂层组三角洲沉积的 15<sup>2</sup>、15<sup>3</sup>两个厚油层开展层内夹层研究,统计 7 个韵律段间井点夹层发育 246 个,平均每口井发育 3 个夹层,且主要为泥质夹层,其中 15<sup>22</sup>、15<sup>23</sup>、15<sup>24</sup>韵律段间夹层分布最为稳定。各韵律段间夹层发育特征详见表 1-8。

表 1-8 坨 142 块沙二段 15<sup>2</sup>、15<sup>3</sup>小层内夹层分布密度与分布频率统计表

层位	统计井数 (口)	砂岩总厚度 (m)	夹层厚度 (m)	夹层个数 (个)	分布密度 (m/m)	分布频率 (个/m)
15 <sup>21</sup> —15 <sup>22</sup>	76	803.7	45.7	55	0.0569	0.0684
15 <sup>22</sup> —15 <sup>23</sup>	74	509.1	28.6	33	0.0562	0.0648
15 <sup>23</sup> —15 <sup>24</sup>	64	385.1	25.5	32	0.0662	0.0831
15 <sup>24</sup> —15 <sup>31</sup>	55	245.8	23.1	24	0.0940	0.0976
15 <sup>31</sup> —15 <sup>32</sup>	54	512.7	51.7	64	0.1008	0.1248
15 <sup>32</sup> —15 <sup>33</sup>	46	335.4	54.9	54	0.1637	0.1610

### 三、井间夹层预测

在井点夹层精细识别的基础上,重点是对井间夹层发育进行预测。平面上一般根据夹层发育的规模可分为三种:稳定夹层,即夹层延伸距离可达到一个注采井距以上;较稳定夹层,指夹层的延伸距离可以达到注采井距之半,或更远些,但不到一个井距;不稳定夹层,即夹层延伸距离小于注采井距之半。这些不渗透层或低渗透层在砂岩中成透镜状分布,当这些透镜体很多,互相交错叠合时,对油水运动将产生明显的影响。

## （一）不同沉积类型夹层发育规律

不同沉积类型砂体其层内夹层发育规律不同，建立不同沉积模式下的夹层发育规律，用来指导井间夹层预测。

在辫状河沙坝、三角洲前缘水下分流河道等部位，河道砂体迁移频繁，冲刷能量强，所以在油层内部主要出现厚度薄、密度低、平面展布范围小的泥质夹层。这种类型的夹层主要特征是夹层厚度薄、在横向上变化不稳定、呈长条状分布，横向延伸长度一般小于 200m，钙质夹层和物性夹层横向分布范围更小；纵向上，泥岩夹层出现在河道砂体的顶部或河道砂体内正韵律顶部。这类夹层分布的确定性对比很难，在井距小的地区才可进行详细对比。一般地，对这类夹层分布进行确定性对比的井距至少小于 100m。

曲流河点坝、三角洲河口坝砂体，由于分流河道的冲刷和迁移能力明显减弱，从而出现了连续性相对较强的夹层分布。成因上，夹层主要是与湖相沉积有关或泛滥平原沉积，特别是泥质成分明显偏多，颜色也由灰色变成深灰色。该类夹层分布特征是厚度在横向上变化较稳定，延伸长度一般大于 200m，呈片状或不规则状分布；纵向上，夹层主要出现在河道砂体顶部或河口坝砂体的底部。一般地进行确定性夹层对比所要求的井距起码小于 300m。

曲流河点坝复合体、三角洲河口坝复合体内部，即单一点坝间、单一河口坝间发育稳定的泥质或灰质夹层。其特征是夹层厚度明显比上述两者厚，横向上，夹层展布稳定，延伸长度一般大于 400m，呈连续的席状分布，在井距大于 500m 的井网中也能确定性地对比。

## （二）井间夹层预测方法

过去，人们只是根据单井资料统计夹层频数、夹层密度等参数，对井间夹层分布作出总的预测，无法准确预测具体部位夹层存在与否。后来又形成了韵律层对比技术定性预测稳定夹层的井间分布、物性截断方法预测较稳定夹层井间分布及条件模拟技术定量预测不稳定夹层井间分布，最终建立夹层空间分布的三维模型。

韵律层对比法预测稳定夹层井间分布：即采用等厚对比、相变对比、叠置砂体等韵律段对比模式预测井间夹层分布，其方法步骤就是首先建立细分对比骨架剖面，搞清井间各单砂层和夹层的对应关系；检验各交叉剖面、非剖面井是否闭合，不闭合时需查找问题所在；根据夹层的稳定程度，确定细分后的单层数和夹层数，无夹层之处人为把砂层分开；最后将各井的夹层编号，整理夹层数据，绘制夹层剖面及平面分布图。

物性截断方法预测井间夹层分布：在夹层有一定的规模，但对比关系不清时，可以采用物性截断的方法预测夹层的空间分布。即在储层格架三维模型建

立的基础上,首先建立储层物性参数模型,然后根据夹层的物性标准,即物性下限值对储层物性三维模型进行截断,物性值小于夹层下限值的就是夹层,物性值大于夹层物性下限值的是正常储层,这样得到夹层三维空间的分布模型。但这种方法存在一定缺陷,就是储层参数预测可靠程度和物性下限值影响夹层预测精度。

条件模拟方法定量预测井间夹层分布:条件模拟是一种随机模拟方法,随机模型可分为离散模型和连续模型两大类。离散模型主要用于描述具有离散性质的地质特征,如沉积相分布、砂体位置及大小、泥质夹层的分布和大小等;连续模型主要用于描述连续变量的分布,如孔隙度、渗透率、饱和度等参数的空间分布。基于夹层为离散型变量,因此采用离散模型中指示条件模拟方法建立夹层模型。这种预测方法只能给出夹层的概率分布,不能反映井间夹层的分布情况。

但对于油田开发后期密井网来说,井间随机性减小,而确定性增大,密井网资料基本可以确定油藏储层及夹层三维空间分布特征。因此,在研究中高渗整装油田河流、三角洲相储层层内夹层中,采用韵律段对比的方法预测稳定夹层井间分布;对于不稳定夹层,利用密井网的井点夹层识别结果,建立具体区块不同类型夹层延伸距离与厚度的关系式,把这一关系作为平面约束条件,井点夹层顶底深度作为纵向约束,在建模软件中实现夹层预测,这将在后面储层精细建模的章节中再作论述。

在埕东东区馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>层内夹层研究中,针对稳定夹层主要通过井间韵律层对比模式预测其井间分布,而不稳定夹层则根据不同类型夹层平面延伸规律及井点夹层厚度预测夹层分布趋势。

经统计,馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>层内夹层延展规模在 106.5~405m,平均为 235.9m,以较稳定夹层(150~300m)为主(图 1-23、图 1-24)。并建立了顺河道方向的不稳定夹层延伸距离与厚度的关系式(图 1-25):

$$d = 100.94t + 108.26 \quad (1-1)$$

$$\text{相关系数 } R^2 = 0.7688$$

式中  $d$ ——夹层延伸距离, m;

$t$ ——夹层厚度, m。

在胜坨油田坨 142 块沙二段 15 砂层组三角洲河口坝储层层内夹层研究中,建立了不稳定灰质夹层延伸距离与厚度关系式(图 1-26):

$$d = 177.69t - 0.202 \quad (1-2)$$

$$\text{相关系数 } R^2 = 0.9582$$



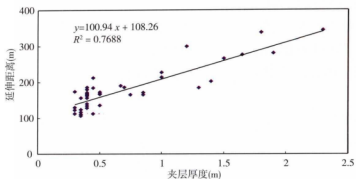


图 1-25 埕东东区馆陶组 3<sup>4</sup>层不稳定夹层长/厚关系图

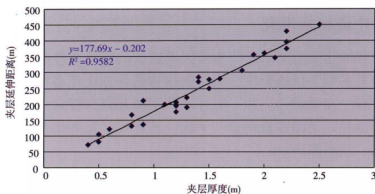


图 1-26 埕 142 块沙二段 15<sup>2</sup>层不稳定灰质夹层长/厚关系图

## 第四节 储层参数测井精细解释技术

储层物性参数测井资料二次解释是油藏储层研究的重要组成部分，它能为储层研究及油藏建模提供基础地质数据。储层参数是表征储层非均质的重要参数，准确而可靠的储层物性参数是油藏油水层判断、储层定量评价、油藏精细描述及储量计算的基础，建立量化的油藏数值模型或概念模型，是油田开发中后期剩余油分布研究所必需的。这些参数虽然可通过取心分析获得，但要取得更丰富、连续的参数值，最终还需用测井资料来确定。

为提高储层参数解释精度，首先必须对测井资料实行严格的质量控制，消除各种因素对测井资料的影响，所以，储层参数测井解释应包括如下内容：

(1) 测井资料的环境校正和数据标准化，目的在于剔除由于井眼本身的不规则以及由于仪器和操作引起的误差；

(2) 关键井研究，包括岩心资料深度归位、岩心资料数据化及各种数据库

的建立,为储层研究提供资料;

(3) 依据研究结果,建立储层参数(孔隙度、渗透率和含油饱和度)解释模型,为测井二次处理提供准确的数学模型;

(4) 利用上述储层参数解释模型对测井资料进行二次解释,提供储层参数数据库。

储层参数测井精细解释的方法和具体流程是:从所确定的关键井研究出发,结合岩心观察结果,采用岩心刻度测井的方法,建立准确的储层孔隙度、渗透率和含油饱和度的解释模型。利用研究区的试油、试采资料,建立测井解释有效厚度标准。在此基础上,根据研究的测井解释方法,对研究区的测井资料进行二次解释,从而定量解释各沉积时间单元储层参数值。

## 一、测井资料标准化

测井曲线标准化是为了消除非地质因素造成的测井曲线的系统误差。测井资料由于受测井系列、仪器刻度、测井操作和测井方法等多种因素的影响,使得测井资料存在一定的误差,为了更好地利用测井资料量化地质参数,需对测井资料进行标准化,使测井资料有一个统一的标定。标准化方法包括邻井对比法、趋势面法、交会图法。

如在埕东东区馆陶组声波曲线标准化时采用邻井对比法,即由于 $3^4$ 层在埕东东区分布比较稳定,范围广,且厚度大,对每口井的 $3^4$ 层测井曲线进行读值,每口井取其300~400m范围,对其测井曲线求平均值,然后与目标井读值进行比较,若二者差值在10个读数以上,则其测井曲线应进行校正,校正量即读取的本井值与平均值的差值,否则认为测井曲线正常。

在胜坨油田坨142块沙二段15砂层组声波曲线标准化中,选取了分布较广泛的沙二下亚段14砂层组底部的一段较厚的泥岩层,用趋势面法对52口井的声波时差进行标准化。

分析坨142块感应曲线,存在与声波曲线同样的问题,通过对每口井的感应电阻率和4m电阻率分析发现,当地层受钻井液侵入较浅且地层足够厚时,4m电阻率测井响应值与感应电阻率测井响应值有良好的对应关系。从平面上分别对注水前和注水后各抽稀50口井所做的4m电阻率与感应电阻率交会图上可以看出,2/3以上的井4m电阻率( $R_4$ )与感应电阻率( $R_{II}$ ),保持相对稳定的对应关系。

$$\text{注水前 } R_{II} = 1.3477R_4^{0.7699}$$

$$\text{注水后 } R_{II} = 1.192R_4^{0.7859}$$

式中  $R_{II}$ ——感应电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;



$R_4$ ——4m 电阻率,  $\Omega \cdot m$ 。

根据此关系, 与其规律相符合的井的感应曲线是正常的, 其余偏离这一规律的井的感应曲线则需进行校正。经统计发现, 这些需校正井利用 4m 电阻率代入 4m—感应电阻率关系, 求出的感应电阻率与实际测井感应电阻率的相对误差均大于 20%, 所以最终确定单井感应电阻率相对误差大于 20% 的井, 感应曲线需进行校正。具体校正步骤为: 首先利用其 4m 电阻率代入 4m—感应电阻率关系式, 求出其校正后的感应电阻率  $R_{ii}'$ , 然后将  $R_{ii}'$  与实测感应电阻率  $R_{ii}$  进行回归, 从而得到单井感应电阻率校正公式:  $R_{ii}' = A \times R_{ii}^B$  ( $A$ 、 $B$  为校正系数)。

利用上述方法分注水前、注水后对全区 85 口井感应测井曲线进行了标准化, 其中需进行校正井合计 24 口, 占 28.2%。

## 二、测井精细解释模型的建立

### (一) 选层取值标准

为确保用取心井岩心分析资料和测井资料制作的岩性参数、物性参数图版的精度, 在目的层中选取的标准层, 必须具有一定的代表性。根据这一原则一般采取了如下选层取值标准:

- (1) 储层岩心取心收获率大于 80%;
- (2) 储层岩心分析样品密度大于 5 块/m;
- (3) 储层厚度大于 1m;
- (4) 储层内样品物性参数之间对应关系良好;
- (5) 储层界面及大井眼样品分析值予以去掉, 不作统计;
- (6) 对岩心数据深度归位差, 取心井段短, 储层分析数据少的井不予取值。

根据上述选层取值标准, 分析测井组合图与岩心分析图的对应关系, 结合岩心综合录井图, 以测井资料深度为准, 对取心分析数据进行归位校深, 根据读层规则, 读取测井资料与分析数据的平均值。这些数据是进行岩性、物性参数图版研究的基础资料。

### (二) 泥质含量解释模式的建立

一般采用自然伽马相对值法:  $\Delta GR = (GR - GR_{\min}) / (GR_{\max} - GR_{\min})$

埕东东区馆陶组泥质含量解释模式:  $V_{sh} = 1 / (-3.7965 + 13.63558e^{-\Delta GR})$

式中  $\Delta GR$ ——自然伽马相对值;

$GR$ ——解释点处储层自然伽马值;

$GR_{\max}$ ——纯泥岩自然伽马值;

$GR_{\min}$ ——纯砂岩自然伽马值;

$V_{sh}$ ——泥质含量。

利用研究区的取心资料对解释结果进行验证（图 1-27），解释精度较好，相对误差 -5% ~ 5%。

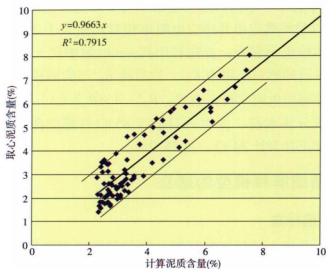


图 1-27 埕东东区馆陶组泥质含量解释精度分析图版

### （三）孔隙度解释模式的建立

主要利用声波时差建立孔隙度解释模型。在埕东东区孔隙度解释模式建立中，依据区内 16 口取心井资料，在声波测井曲线标准化的基础上，建立了声波时差解释孔隙度的模式（图 1-28）。

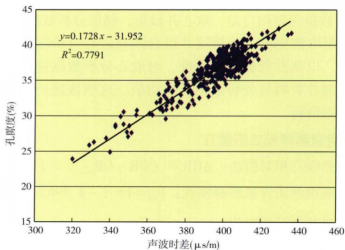


图 1-28 埕东东区馆陶组孔隙度与声波时差交会图

$$\Phi = 0.1728 \Delta t - 31.952 \quad (1-3)$$

$$\text{相关系数 } R^2 = 0.7791$$

式中  $\Phi$ ——孔隙度；

$\Delta t$ ——声波时差， $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

利用研究区的取心资料对孔隙度解释结果进行验证（图 1-29），解释精度较高，孔隙度绝对误差  $-2\% \sim 2\%$ 。

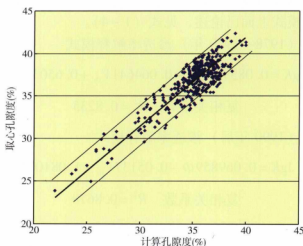


图 1-29 埕东东区馆陶组孔隙度解释精度分析图版

#### （四）渗透率解释模式的建立

没有哪一种测井曲线的响应特征能反映储层渗透率，所以无法直接通过电性曲线来建立渗透率解释模式。研究表明，储层渗透率与孔隙度、泥质含量、粒度中值等参数具有很好的相关性，而且孔隙度、泥质含量能够通过电性曲线建立的解释模式得到解释结果。所以采用多元回归的方法，建立渗透率与孔隙度、泥质含量的关系式，实现对储层渗透率的精细解释。

在埕东东区馆陶组渗透率解释模式研究中，利用区内注水前 5 口取心井资料，采用多元逐步回归法建立渗透率与孔隙度、泥质含量关系式：

$$\lg K = 0.069307 \Phi - 0.0555 V_{sh} + 1.094688 \quad (1-4)$$

$$\text{复相关系数 } R^2 = 0.832$$

式中  $K$ ——渗透率， $\text{mD}$ ；

$\Phi$ ——孔隙度， $\%$ ；

$V_{sh}$ ——泥质含量， $\%$ 。

储层在注水开发过程中，储层孔隙结构及物性参数发生变化，对于中高渗

油藏,随注水或聚合物驱储层孔隙度、渗透率增大,泥质含量降低。为了给油藏数值模拟提供调参地质依据,在取心资料丰富、系统的条件下,可利用不同开发阶段取心井建立相应阶段的储层参数解释模式。

埕东东区在三个开发阶段均有一批取心资料,开发初期(1977年注水开发前),油藏原始状态有取心井5口,中高含水阶段(1978—1989年)有取心井3口,特高含水阶段(1990年以后)有取心井8口。所以根据这些密闭取心资料建立了三个开发阶段渗透率解释模式。

原始状态解释模式上面已论述,见式(1-4)。

中高含水阶段(1978—1989年)渗透率解释模式

$$\lg K = 0.0839447\Phi - 0.064641V_{sh} + 0.6503749 \quad (1-5)$$

$$\text{复相关系数 } R^2 = 0.8235$$

特高含水阶段(1990年后)渗透率解释模式

$$\lg K = 0.069859\Phi - 0.05137V_{sh} + 1.081007 \quad (1-6)$$

$$\text{复相关系数 } R^2 = 0.8678$$

这样,可对不同开发阶段的井进行参数解释,并实现储层参数时变的三维地质模型的建立,为数值模拟提供了“地质动态”模型。

### (五) 原始含油饱和度解释模式

原始油藏条件下利用阿尔奇公式

$$S_w = \left( \frac{a \cdot b \cdot R_w}{R_t \cdot \Phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

计算原始油饱和度,关键是确定公式中的常量 $a$ 、 $m$ 、 $b$ 、 $n$ 值,这些参数可通过原始条件取心井的岩电试验获得。

在埕东东区原始油饱和度解释中,根据注水开发前取心井岩电试验(图1-30、图1-31),获得了需要的 $a$ 、 $m$ 、 $b$ 、 $n$ 值( $a = 0.5007$ ;  $b = 1.1382$ ;  $m = 1.8764$ ;  $n = 1.388$ )。

这样,把 $a$ 、 $b$ 、 $m$ 、 $n$ 值代入阿尔奇公式,得到该区原始含油饱和度解释模式

$$\lg S_w = 0.720461 \lg R_w - 0.720461 \lg R_t - 1.351873 \lg \Phi - 0.17594 \quad (1-7)$$

式中  $S_w$ ——含水饱和度, %;

$R_w$ ——地层水电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;

$R_t$ ——地层电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;

$\Phi$ ——孔隙度, %。

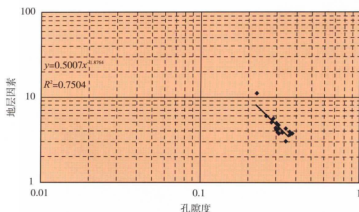


图 1-30 埕东东区馆陶组岩电分析地层因素与孔隙度关系图

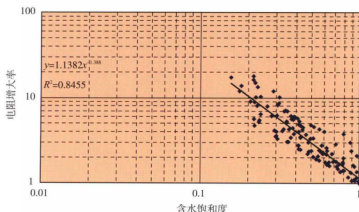


图 1-31 埕东东区馆陶组岩电分析电阻增大率与含水饱和度关系图

油藏投入开发未注水前井数相对较少, 这些井可以利用阿尔奇公式进行饱和度的解释, 随着开发(注水冲刷)的不断深入, 储层结构发生了变化, 后期加密井的原始饱和度解释不能利用阿尔奇公式。如在埕东东区实验区内原始条件的井 22 口, 而注水开发后的加密井有 84 口, 为建立更为准确的原始油藏地质模型, 井点资料越多模型可靠程度也就越高。所以, 通过研究, 依据相渗资料, 建立了水驱油方式下的束缚水饱和度与孔隙度、渗透率、油水黏度比等参数间的关系, 实现对后期加密井原始含油饱和度的解释。

$$\lg S_{wi} = 0.904525 \lg \Phi - 0.26167 \lg K - 0.25853 \lg \mu_o / \mu_w + 1.386506 \quad (1-8)$$

$$\text{复相关系数} \quad R^2 = 0.787$$

式中  $S_{wi}$ ——束缚水饱和度, %;  
 $\Phi$ ——孔隙度, %;

$K$ ——渗透率, mD;

$\mu_o/\mu_w$ ——地下油水黏度比。

通过取心井资料验证 (图 1-32), 埕东东区馆陶组原始含油饱和度解释误差较小, 绝对误差小于 4%。

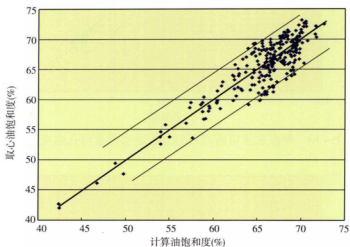


图 1-32 埕东东区馆陶组原始含油饱和度解释精度分析图版

## 第二章 储层精细三维地质建模

### 第一节 概 述

#### 一、国内外发展概况

储层三维建模 (Reservoir Modelling) 是国外 20 世纪 80 年代中后期开始发展起来的储层表征 (Reservoir characterization) 新领域,其核心是对井间储层进行多学科综合一体化、三维量化及可视化的预测。近年来,这一领域的发展十分迅速,数学地质及计算机工作者致力于发展各种建模算法,特别是各种随机模拟算法,而地质工作者则研究各种建模方法及其地质适用性,并力求改进方法以建立更符合地质实际的三维储层地质模型。

中国自 20 世纪 80 年代末开始引入 EsrthVision 以来,也已经发展了近 20 年,到目前应用比较广泛的建模软件如 RMS、Petrel 等,建模技术也已经发展到了一个相对成熟的阶段,已进入大规模应用阶段。回顾一下地质建模在油田开发中的作用,不难发现,目前的三维地质建模主要有两个作用:一个是在油田投入开发后,为数值模拟提供基础模型,第二是用于油藏的整体评价,例如油藏勘探开发的风险评价。

油田开发地质研究工作中,早前的油藏地质研究主要依靠手工编制的厚度图、油藏剖面图、连通图等。而现今油田开发中三维地质建模完全可以在开发阶段地质研究中起到更为突出的作用。实际上,三维地质建模应该,也完全可以成为油藏开发阶段油藏精细描述和生产措施部署的核心技术。

自 20 世纪 50 年代马特龙把地质统计学引入地质研究以来,地质统计学就成了地质建模的核心。但是几十年的实际应用也表明,单纯依靠地质统计学是不能把三维地质建模更深入地引入到油田的开发生产中的。如何更好地发挥三维地质建模技术的作用,真正使其成为油藏开发阶段油藏精细描述和生产措施部署的核心技术是每一个从事三维地质建模工作的人必须经常面对的问题。

地质建模方法主要有两种,确定性建模和随机建模。确定性建模就是根据已知井点对井间未知区给出确定性的预测结果;随机建模就是以已知的信息为

基础,以随机函数为理论,应用随机模拟方法,产生可选的储层模型。一般来说,在油田投入开发初期井点相对较少的情况下,采用随机建模的方法,而随着油田开发的不断深入,到目前井网已经较密,特别是中高渗整装油田,井距一般 100~300m,井间确定性较高,所以可采用确定性建模方法。

胜利油田经过“十五”期间到“十一五”期间建模技术的发展与推广应用,已形成了胜利油区中高渗整装、断块油藏河流与三角洲原模型建立技术、多条件(沉积相、地震属性)约束下的储层参数建模技术、井间层内夹层模型预测技术及低级序断层的精细刻画技术,并取得了一定的应用效果。已经建立 35 个区块的精细油藏地质模型,覆盖地质储量  $11.5 \times 10^8 \text{t}$ ,新建产能  $100 \times 10^4 \text{t}$ ,为油田稳产、上产作出了贡献。但相对整个油区,建立油藏地质模型的油田区块所占比例还很小,随着建模技术的不断推广应用、建模软件的培训、应用力度的加大,逐步实现所有油藏的“模型化”,结合数值模拟模型,最终为油藏跟踪研究奠定基础。

## 二、油藏三维地质建模技术介绍

### (一) 三维地质建模技术方法

人们习惯于用二维图形(小层平面图、有效厚度等值图、油藏剖面图等)及准三维图件(栅状图)来描述三维储层,如用平面渗透率等值线图来描述一套(或一层)储层的渗透率分布。显然,这种描述存在一定的局限性,掩盖了储层的层内非均质性乃至平面非均质性。三维储层建模不同于储层的三维图形显示。从本质上讲,三维储层建模是从三维的角度对储层进行定量的研究并建立其三维模型,核心是对井间储层进行多学科综合一体化、三维量化及可视化的预测。

与传统的二维储层研究相比,三维储层建模具有以下明显的优势:一是能更客观地描述储层,克服了用二维图件描述三维储层的局限性。三维储层建模可从三维空间上定量地表征储层的非均质性,从而有利于油田勘探开发工作者进行合理的油藏评价及开发管理;二是有利于三维油藏数值模拟。三维油藏数值模拟要求一个把油藏各项特征参数在三维空间上的分布定量表征出来的地质模型。粗化的三维储层地质模型可直接作为油藏数值模拟的输入,而油藏数值模拟成败的关键在很大程度上取决于三维储层地质模型的准确性。

#### 1. 不同开发阶段模型要求

(1) 油藏评价及开发设计阶段:主要利用的是大井距的探井、评价井资料(岩心、测井、测试资料)及地震资料,针对某一种沉积类型或成因类型的储层,把它具代表性的特征抽象出来,加以典型化和概念化,建立一个对这类储



层在研究区内具有普遍代表意义的储层地质模型,即所谓的概念模型。概念模型可满足油藏评价和开发设计的要求,对评价井设计、储量计算、开发可行性评价以及优化油田开发方案具有较大的意义。

(2) 开发方案实施及油藏管理阶段:利用开发井网、评价井及地震资料,针对某一具体油田(或开发区)的一个(或)一套储层,将其储层特征在三维空间上的变化和分布如实地加以描述,建立精度较高的储层静态模型。该阶段模型主要是为优化开发实施方案及调整方案服务,如确定注采井别、射孔方案、作业施工、配产配注及油田开发动态分析等,以提高油田开发效益及油田采收率。

(3) 特高含水期油藏挖潜及提高采收率阶段:在以上两个阶段已有资料的基础上,加上加密井、检查井、动态资料(如多井试井、示踪剂地层测试、动态监测及生产动态资料)等,建立刻画小断层、储层及层内夹层的高精度三维地质模型。要求在开发密井网条件下将井间数十米甚至数米级规模的储层参数的变化及其绝对值预测出来,为剩余油分布预测、优化注水开发调整挖潜及三次采油方案奠定基础。本章所阐述的内容即指该阶段的储层精细三维地质建模。

## 2. 确定性建模方法

就是对井间未知区给出确定性的预测结果,即从具有确定性资料的控制点(如井点)出发,推测出点间(如井间)确定的、唯一的、真实的储层参数。确定性建模方法常用的包括储层地震学方法、储层沉积学方法、克里金方法。

### 1) 储层地震学方法

储层地震学主要是应用地震资料研究储层的几何形态、岩性及储层参数的分布。一般是针对盆地内某区块或有利储集相带的一套含油层段进行研究。研究厚度相对较小,一般在几米至几十米范围内,在地震剖面上主要表现为一个反射同相轴或几个同相轴组成的反射波组。储层地震学主要应用地震资料,利用地震属性参数,如层速度、波阻抗、振幅等与储层岩性和孔隙度的相关性进行横向储层预测,继而建立储层岩性和物性的三维分布模型。

三维地震资料具有覆盖面广、横向采集密度大的优点,其主要问题是垂向分辨率低(为主波长的 $1/4$ ,一般为 $20\text{m}$ 左右),比测井资料的分辨率(一般 $0.5\text{m}$ 左右)低得多。对于我国普遍存在的陆相储层(以“米级”规模薄层间互的砂泥岩)来说,常规的三维地震很难分辨至单砂体规模,而仅为砂组或油组规模,而且预测的储层参数(如孔隙度、流体饱和度)的精度较低,往往为大类段的平均值。因此,在应用三维地震资料(结合井资料 and VSP 资料)进行储层建模时,所建模型的垂向网格较粗(一般 $20\text{m}$ 左右,通过地震反演技术使垂向分辨率提高至 $4\sim 8\text{m}$ )。这类模型可满足勘探阶段油藏评价的要求,但较难应用于油气田开发。但是这一较低垂向分辨率的储层模型乃至地震属性(振幅、速度或波阻抗)本身,可作为高分辨率储层建模的宏观控制(或趋势),以便综

合应用井资料和地震资料建立垂向网格较细的储层模型，这比单纯应用井资料建立的储层模型精度更高。

## 2) 储层沉积学方法

就是通过井间砂体对比建立储层结构模型。其技术思路就是以高分辨率层序地层学为基础，建立等时地层格架沉积模式，来指导砂体对比划分，预测井间砂体分布。应用地质知识库指导砂体对比，描述砂体几何形态（长宽比、宽厚比、砂泥比等）、砂体连通关系（垂向叠置、侧向叠置、孤立状）；应用三维地震和井间地震信息获取砂体几何形态及连通关系的宏观信息；应用地层倾角测井沉积学解释，获取砂体定向信息；通过试井（示踪剂试井、脉冲试井等）或开发动态分析，获取砂体连通信息；应用古地形资料，帮助进行砂体对比。这些技术手段的应用能很好地约束井间储层预测，提高模型精度。

## 3) 地质统计学克里金方法

克里金方法（Kriging），亦称克里格方法，是以南非矿业工程师 D. G. Krige（克里格）名字命名的一项实用空间预测技术，是地质统计学的核心。克里金方法主要应用变差函数（或协方差函数）来研究在空间上既有随机性又有结构性的变量（区域化变量）的分布。如储层孔隙度、渗透率、流体饱和度和泥质含量均为区域化变量。克里金方法是一种实用的、有效的插值方法。它优于传统方法（如三角剖分法，距离反比加权法等），在于它不仅考虑到被估点位置与已知数据位置的相互关系，而且还考虑到已知点位置之间的相互联系，因此更能反映客观地质规律，估值精度相对较高，是定量描述储层的有力工具。

克里金插值，即根据待估点周围的若干已知信息，应用变差函数的性质，对估点的未知值作出最优（估计方差最小）、无偏（估计值的均值与观测值的均值相等）的估计。它的算法包括简单克里金（SK）、普通克里金（OK）、具有外部漂移的克里金、泛克里金（UK）、因子克里金、协同克里金、贝叶斯克里金（BK）、指示克里金等。克里金插值为局部估计方法，对估计值的整体空间相关性考虑不够，它保证了数据的估计局部最优，却不能保证数据的总体最优，因为克里金估值的方差比原始数据的方差要小。因此，当井点较少且分布不均时可能会出现较大的估计误差，特别是在井点之外的无井区误差可能更大。

## 3. 随机建模方法

随机建模，是指以已知的信息为基础，以随机函数为理论，应用随机模拟方法，产生可选的、等概率的储层模型的方法，亦即对井间未知区应用随机模拟方法给出多种可能的预测结果。这种方法承认控制点以外的储层参数具有一定的不确定性，即具有一定的随机性。因此采用随机建模方法所建立的储层模型不是一个，而是多个，即针对同一地区，应用同一资料、同一随机模拟方法可得到多个模拟实现（即所谓可选的储层模型）。对于每一种实现（储层模

型), 所模拟参数的统计学分布特征与控制点参数值统计分布特征是一致的, 即所谓等概率。针对同一地区, 应用同一资料、同一随机模拟方法可得到多个模拟实现。各个实现之间的差别则是储层不确定性的直接反映, 如果所有实现都相同或相差很小, 说明储层模型中的不确定性因素少, 否则说明不确定性大。据此可了解由于资料限制而导致的井间储层预测的不确定性, 以满足油田开发决策在一定风险范围的正确性。

以上简要介绍了储层三维地质建模方法, 包括确定性建模和随机建模。本章所涉及的储层精细建模技术主要是基于密井网条件的确定性建模, 在下面的章节中做详细论述。

## (二) 储层精细三维地质建模技术思路

以目前应用最为广泛的 Petrel 地质建模软件为例, 论述中高渗砂岩油藏储层精细三维地质建模技术流程 (图 2-1)。

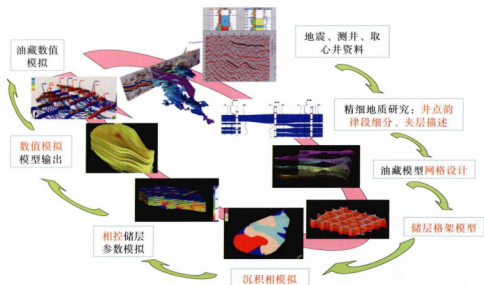


图 2-1 储层精细三维地质建模技术流程图

利用地震、测井、取心井资料开展精细地质研究, 对于中高渗整装油藏主要是韵律段精细划分、层内夹层井点识别及井间预测模式建立、沉积微相划分、储层参数测井精细解释模型的建立, 在此基础上建立油藏精细地质模型。首先根据井网、井距、纵向储层细分尺度及满足数值模拟需要, 设计合理的模型网格 (平面及纵向); 建立能够精细刻画储层及夹层在三维空间分布的储层格架模型; 然后根据井点沉积微相划分结果及平面相分布模式, 建立沉积微相模型, 并在沉积微相约束条件下建立储层参数模型, 最后输出模型到数值模拟软件, 进行数值模拟计算及剩余油研究。

## 第二节 建模数据准备及模型网格设置

同样以 Petrel 地质建模软件为例,论述中高渗储层精细三维地质建模技术。基于中高渗整装构造油藏在密井网、资料丰富的条件下,不确定性减少,通过更为充分的基础地质研究、基础数据的应用及合理的确定性建模,形成了一套精细刻画储层及层内夹层三维空间分布的确定性建模技术,从而为开发调整方案提供了一个更为精确、合理、可靠的储层三维地质模型。

### 一、数据准备

根据软件需要的数据格式,利用油藏地质研究成果,建模必备数据包括井口坐标数据、地震构造解释数据、井斜数据、单井曲线数据(包括电性曲线、储层参数及沉积相)、地质分层(储层划分)数据;可选数据包括地震属性数据体(SGY)、波阻抗数据体(SGY)、沉积微相分布规律、储层物性数据体、速度数据等。

Petrel 软件输入的数据格式主要是普通的文本文件,数据结构(包含的数据项及其排列方式)自由,数据准备过程相对简单,但井数越多工作量也就越大。

#### (一) 数据格式

##### 1. 井口坐标数据

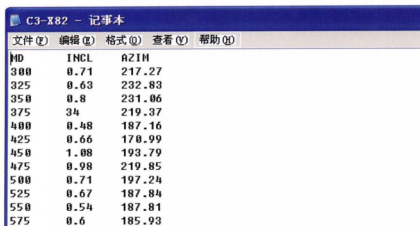
软件中需要的井头文件(well header)(图2-2),数据项包括了井号(JH)、井口横坐标(ZBX)、井口纵坐标(ZBY)、海拔补心(KB)、建模目的层段顶部深度(Top. Depth)、目的层段底部深度(BOT. Depth)。

井头文件 - 记事本					
文件(F)	编辑(E)	格式(O)	查看(V)	帮助(H)	
jh	zbx	zby	top.depth	bot.depth	kb
C10-10	20646518	4211894	1000	1300	3.35
C10-101	20646735	4211835	1000	1300	5.25
C10-6	20645698	4212980	1000	1300	3.35
C10-6-1	20645731	4212969	1000	1300	3.45
C10-62	20645771	4213011	1000	1300	5.1
C10-7	20645892	4212721	1000	1300	3.7
C10-8	20646118	4212436	1000	1300	3.35
C10-8-1	20646114	4212443	1000	1300	3.45
C10-82	20646203	4212481	1000	1300	3.5
C10-9	20646325	4212158	1000	1300	3.2
C10-9-1	20646315	4212197	1000	1300	3.4

图2-2 Petrel 软件井头文件数据输入格式

## 2. 井斜数据

如图 2-3, 可以一口井一个文件, 也可以多口井一个文件, 数据项一般包括井号 (JH)、测量深度 (MD)、井斜角 (INCL)、方位角 (AZIM), 也可以用其他描述井轨迹的数据项。



文件(F)	编辑(E)	格式(O)	查看(V)	帮助(H)
MD	INCL	AZIM		
300	0.71	217.27		
325	0.63	232.83		
350	0.8	231.06		
375	34	219.37		
400	0.48	187.16		
425	0.66	170.99		
450	1.08	193.79		
475	0.98	219.85		
500	0.71	197.24		
525	0.67	187.84		
550	0.54	187.81		
575	0.6	185.93		

图 2-3 Petrel 软件井斜数据输入格式

## 3. 地质分层 (储层划分) 数据

井点地层对比划分的结果数据, 一般所有井放在一个文件里, 可以不需要文件头的说明, 在数据输入的过程中由用户定义 (图 2-4)。一般最常用格式包括 4 个数据项: 井号、层名 (一般为层位名称或断层名称)、分层顶深和层的性质 (一般为 Horizon 或 Fault)。



文件(F)	编辑(E)	格式(O)	查看(V)	帮助(H)
C10-10	23	1111	horizon	
C10-10	23t	1113.5	horizon	
C10-10	23b	1113.5	horizon	
C10-10	24	1115.6	horizon	
C10-10	24t	1117	horizon	
C10-10	24b	1117	horizon	
C10-10	25	1119	horizon	
C10-10	251t	1124.8	horizon	
C10-10	251b	1126.6	horizon	
C10-10	252t	1128.6	horizon	
C10-10	252b	1134.2	horizon	
C10-10	31	1136	horizon	
C10-10	31t	1139	horizon	
C10-10	31b	1139	horizon	
C10-10	32	1142	horizon	
C10-10	321t	1145	horizon	
C10-10	321b	1145	horizon	

图 2-4 Petrel 软件分层数据输入格式

#### 4. 井曲线数据

每口井一个文件，以井号作为文件名，数据项个数不受限制，但必须包含深度数据项，纵向上以每米 8 个点描述地层的电性或物性，如自然电位、感应电导率、地层电阻率、声波、自然伽马等电性特征；孔隙度、渗透率等储层物性特征参数，也可以包含解释的沉积相数据（图 2-5），建模输入的井曲线数据包括了深度（MD）、声波（AC）、井径（CAL）、感应（COND）、自然伽马（GR）、自然电位（SP）、4m 电阻率（R4）、冲洗带电阻率（Rxo）、泥质含量（Vsh）、孔隙度（POR）、渗透率（PERM）、原始含油饱和度（S<sub>oi</sub>）等。

井号	深度	声波	井径	感应电导率	自然伽马	自然电位	4m 电阻率	冲洗带电阻率	泥质含量	孔隙度	渗透率	原始含油饱和度
1	1000.000	412.112	27.0205	475.159	8.295	111.601	1.991	-999	14.12	33.43	1674.01	61.82
2	1000.125	431.594	27.302	480.092	8.275	111.679	1.991	-999	13.95	36.13	3159.92	65.30
3	1000.250	449.018	27.056	485.350	8.450	111.684	1.980	-999	15.39	36.47	5224.81	67.85
4	1000.375	460.808	26.727	487.261	8.084	111.680	1.939	-999	12.59	40.27	8643.12	70.02
5	1000.500	470.396	26.278	487.261	8.406	111.808	1.857	-999	15.00	41.62	11020.87	71.13
6	1000.625	472.315	26.114	482.166	8.352	111.845	1.795	-999	13.78	33.51	1723.74	61.87
7	1000.750	465.921	25.922	476.433	8.559	111.805	1.624	-999	16.38	40.98	9109.89	70.38
8	1000.875	452.494	25.746	466.242	8.778	111.897	1.532	-999	18.80	39.10	5486.36	68.21
9	1001.000	433.951	25.583	457.006	8.106	112.027	1.502	-999	12.74	36.49	3562.09	65.86
10	1001.125	415.409	25.502	464.504	8.546	112.024	1.503	-999	16.27	33.68	1764.65	62.17
11	1001.250	398.146	25.899	434.395	8.298	112.112	1.639	-999	14.14	37.75	4584.82	67.18
12	1001.375	385.649	26.306	425.478	8.179	112.230	1.728	-999	13.25	35.64	2078.09	64.78
13	1001.500	370.013	26.710	417.197	8.531	112.165	1.788	-999	16.12	33.00	1427.27	60.99

图 2-5 Petrel 软件井曲线数据输入格式

#### 5. 断层数据

断层数据可以是二维数据（某一层的断层线 Polygon），包括坐标 X、Y 和断层名称；也可以是三维数据（断点数据或地震解释断层 Stick 数据），包括坐标 X、Y 和深度数据。本次输入的为断层空间点的解释数据（图 2-6），包括了 X、Y、Z 数据项。

井号	深度	X	Y	Z
20636551	590000	4158520	324000	2725.000000
20636552	880000	4158547	226000	2720.000000
20636517	840000	4158576	940000	2715.000000
20636502	570000	4158599	004000	2710.000000
20636486	770000	4158622	385000	2705.000000
20636466	160000	4158641	332000	2700.000000
20636448	650000	4158665	367000	2695.000000
20636432	740000	4158688	973000	2690.000000
20636416	450000	4158708	977000	2685.000000
20636400	230000	4158739	934000	2680.000000
20636384	630000	4158752	203000	2675.000000
20636369	390000	4158773	143000	2670.000000
20636357	590000	4158792	789000	2665.000000
20636340	190000	4158813	587000	2660.000000
20636326	230000	4158833	046000	2655.000000
20636313	440000	4158853	689000	2650.000000
20636301	870000	4158874	893000	2645.000000
20636287	800000	4158893	554000	2640.000000
20636273	040000	4158911	682000	2635.000000
20636258	380000	4158929	781000	2630.000000
20636243	990000	4158948	503000	2625.000000
20636231	040000	4158969	709000	2620.000000
20636218	380000	4158989	413000	2615.000000
20636208	730000	4159013	432000	2610.000000
20636194	340000	4159033	046000	2605.000000
20636181	610000	4159054	507000	2600.000000
20636169	640000	4159075	926000	2595.000000

图 2-6 Petrel 软件断层数据输入格式

### （二）数据质量检查

建模数据量大、类型多，难免存在一些错误数据或明显不合理数据，为提

高模型质量及精度，在数据输入后建模前，对数据进行质量检查是必须而重要的工作。特别是对分层数据，检查分层顶底深度的“交叉”、某口井分层与周围井存在异常偏差（这种异常可能是在数据从测井图上到计算机时产生的，并不一定是对比划分本身的问题），这些会严重影响到构造模型。检查的方法是利用 Petrel 软件中的 Make surface 功能，作出分层构造面，在三维窗口里进行显示观察，很容易发现存在异常处。例如，坨142-54井在5<sup>1</sup>层顶与周围井明显存在异常，经检查，分层深度由原来2733m修改为2738m使构造趋势更为合理（图2-7）。通过这种方式，在坨142块沙二段15砂层组地质建模中，修正了区内目的层共21口井35个分层数据，为准确建立油藏地层格架模型奠定了基础。

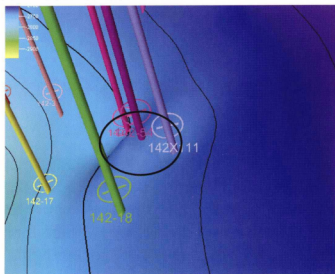


图2-7 分层数据质量检查三维显示

同时还对储层参数、沉积相数据进行了检查。在相约束条件下，检查解释孔隙度、渗透率值。如在泥岩背景相中孔隙度、渗透率应该为极小值（均定义为0.1），如果是其他值，说明要么孔渗值存在问题，要么解释的沉积相存在问题，查找原因，进行合理修改。通过这种方式的数据检查，大大提高了储层属性建模资料点的准确性，保证了油藏属性模型的精确、可靠程度。

## 二、模型网格设置

在进行三维建模之前应根据地质、油藏工程及数值模拟研究的需要，合理设置模型网格规模，达到既能满足油藏精细刻画与剩余油描述的需要，又能满足数值模拟合理运算时间。

### （一）平面网格设计

平面上一般要求两口井之间至少有6个网格，根据油藏地质特征和油藏工

程需求,可局部加密或粗化,网格步长一般 10 ~ 30m; 网格方向与物源方向、主渗流方向或者工区主断层(或边界断层)一致。

## (二) 纵向网格设计

根据研究需要可灵活定义,一般模型中的稳定泥质隔层纵向一个网格即可; 水平网格可以较粗; 对于研究者关心的、或者要刻画层内夹层的储层,纵向网格可以细分(网格厚度 0.2 ~ 1m)。

# 第三节 精细三维地质模型的建立

## 一、构造模型

主要利用地震解释层面数据、断层数据及地质分层数据,建立反映地层构造形态及断层三维空间特征的模型。

### (一) 断层模型的建立

以坨 142 块为例,区块断裂系统简单,主要是东北部的胜北断层,为边界断层,无内部断层,断层模型建立相对简单。本书采用三维断点数据建立断层模型,如图 2-8 所示,为该断层的三维断点数据,利用 make surface 把断点数据生成断层面,再利用软件中的 convert to Faults in fault model 功能把断层面转换成断层模型(图 2-9),再对断层局部 key pillar 进行编辑,即完成断层模型建立。

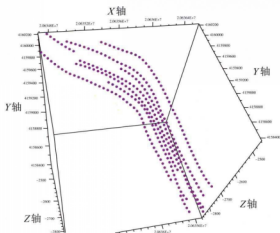


图 2-8 胜北断层三维断点数据显示

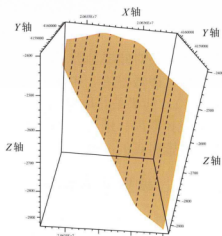


图 2-9 胜北断层模型

复杂断块油藏的內部断层模型建立过程相对繁琐,需要设置断层的链接、 truncation relationships, 因本书主要针对中高渗透整装油藏储层精细建模进行论述, 这里



不再对复杂断层建模进行赘述。

## （二）骨架网格生成（pillar 网格化）

Pillar 网格化的过程就是一个空间网格生成的过程。根据前面定义的 Key pillar 生成一个骨架网格。Key pillar 会被转化成一些由 pillar 组成的断层表面。骨架网格被断层和边界分隔成了断块，每一个断块都有一个给定的网格单元的数目，可以改变这个数目以局部加密或抽稀网格。生成的骨架网格（也叫 pillar 网格）定义出了空间结构，地层层面会在以后被插入其中。创建出的骨架网格不代表任何表面，而是代表了 pillar 顶部、中部和底部的位置。

在这里要设置模型的工区边界，断层可作为边界的一部分，平面网格的大小（或网格步长）及其方向，即设置 I、J 方向，一般沿断层方向或某一方向与物源方向一致，如图 2-10 为模型范围及网格情况。根据油藏工程提出的需求及考虑模型本身的网格节点数，平面网格步长确定为  $25\text{m} \times 25\text{m}$ 。最后生成三维骨架模型（图 2-11）。

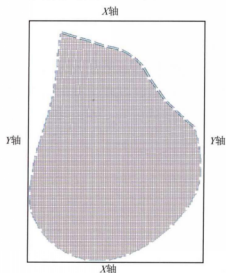


图 2-10 模型平面网格设置

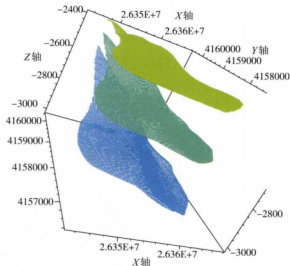


图 2-11 模型骨架网格

## （三）层面模型建立

通过软件层建模进程（Make Horizons），添加任意个数的层面（自定义），利用地质分层数据，在上面建好的三维骨架网格中建立层面模型。在坨 142 块层面建模中用沙二段 15 砂层组划分的 20 个时间单元的 21 个分层界限，建立了 21 个 Horizon 限定的 20 个地层单元（Zone），完成地层划分最小单元地层格架模型建立，图 2-12 为目的层段 20 个地质分层的 Horizons 模型。

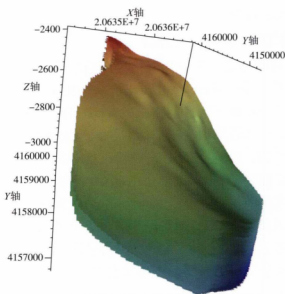


图 2-12 分层 Horizons 层面模型

#### (四) 纵向分层格架模型建立

对每个地层划分单元纵向上细分层 (layers)，根据基础地质研究结果、油藏工程需要及合理模型网格数目，对上述坨 142 块的 20 个时间单元进一步细分为 110 个“层”，这样能很好地刻画层内夹层在三维空间的分布。纵向细分层模型如图 2-13 所示。

至此，完成地层构造模型建立。

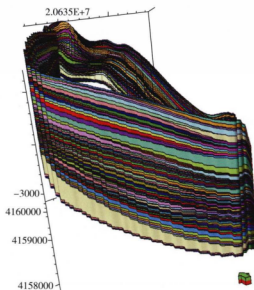


图 2-13 纵向细分层 (layers) 模型

## 二、高精度储层格架模型

### （一）韵律段储层三维空间分布模型

在前面储层精细划分研究中已叙述，对每个存在单砂体或韵律段的时间单元进行进一步细分，从而细分出每个单砂体或韵律段，在储层格架模型建立时即以此为基础。在前面细分韵律段时，主要以韵律段（或单砂体）的顶底深度来描述井点储层（图2-14）。对于韵律段间无夹层的井，可根据储层韵律性划分，即上一韵律段的底深即为下一韵律段的顶深（井A）；对于韵律段间有夹层的井，正常描述每个韵律段的顶底深（井B）。对于砂体尖灭井，因沉积类型不同，其砂体尖灭位置、形态不同。

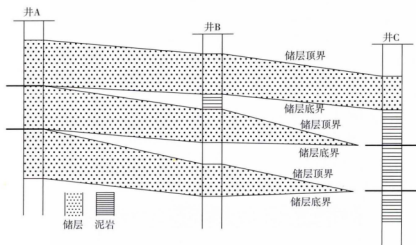


图2-14 三角洲沉积井点储层精细描述示意图

针对坨142块沙二段15砂层组三角洲沉积储层，其砂体顶、底面向储层中部尖灭，形成所谓的“尖刀”状，如图2-14井C所示。这样在尖灭井虚拟顶、底面深度时，以“虚拟”储层构造趋势的中部作为尖灭位置，且同一韵律段顶底深度相同。

针对埕东东区馆陶组河流相沉积储层，其砂体底面向顶面尖灭，形成所谓的“船形”，如图2-15井C所示，这样在尖灭井虚拟顶、底面深度时，以“虚拟”储层构造趋势的顶面位置作为尖灭位置，且同一韵律段的顶底深度相同。

最终形成井点精细描述储层数据，以数据点的形式输入到建模软件。

在软件中，首先采用相邻层顶底深度相减的方法，得到井点“层厚度”，即储层厚度和隔夹层厚度，再用 Make Surface 功能把这些生成的井点厚度点作成“厚度面”，作厚度面时采用“Isochore Interpolation”插值方法（这种方法考虑厚度与延伸距离的关系，即厚度越大，储层尖灭位置相对尖灭井越近）。然后，

以每个小层的分层界限作为相应层的标准面，用厚度面“逐层”向下（或向上）叠加，这样就得到了相应小层细分韵律段（单砂体）储层的顶底面。

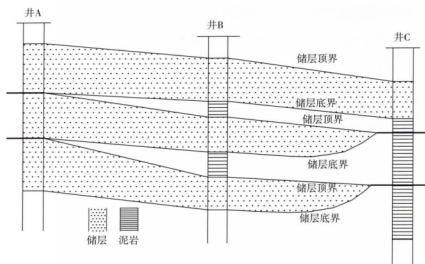


图 2-15 河流相沉积井点储层精细描述示意图

最后，用几何模型功能模块 Geometrical Modeling（图 2-16），通过定义两个层面间的岩性值（如泥岩为 0，储层为 1），采用确定性方法建立了每个储层（韵律段）的三维空间分布模型，如图 2-17 为埕东东区试验区馆陶组 2<sup>st</sup> 韵律段储层模型，且储层展布完全与地质研究绘制的小层平面图完全一致（图 2-18）。

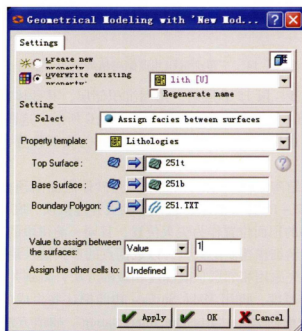


图 2-16 储层格架建立方法界面



图 2-17 埕东东区馆陶组 2<sup>st</sup> 韵律段储层格架模型

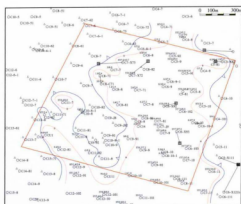


图 2-18 埕东东区馆陶组 2<sup>st</sup> 小层平面图

## (二) 夹层三维空间分布模型

夹层建模方法与韵律段储层建模类似，井点夹层识别前面已论述，对识别结果的描述与储层描述方法基本一样，如图 2-19 所示，对夹层进行编号，描述夹层的顶深和底深，对于无夹层的井，韵律段划分的位置为虚拟夹层位置，夹层顶底深相同。把每个夹层作为一个基本建模单元，以不同类型夹层平面展布模式为约束条件，采用确定性方法，建立韵律层间的不同类型夹层三维空间分布模型。

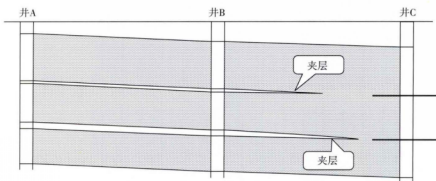


图 2-19 层内夹层数据描述示意图

首先根据夹层预测模式（在前面的第三节夹层描述与预测技术已论述，即夹层厚度与延伸距离的关系式，如坨 142 块沙二段 15 夹层延伸距离与厚度的关系式为  $d = 177.69t - 0.202$ ），利用井点夹层厚度计算“井点夹层延伸距离”，通过插值得到井间夹层延伸趋势面（图 2-20）。

在作夹层厚度面时，把上述生成的趋势面作为趋势约束，如图 2-21 所示，通过趋势约束建立的井间夹层分布与地质研究认识基本一致，说明这种方法相对比较可靠，使井间夹层厚度面在平面的延伸更为合理。

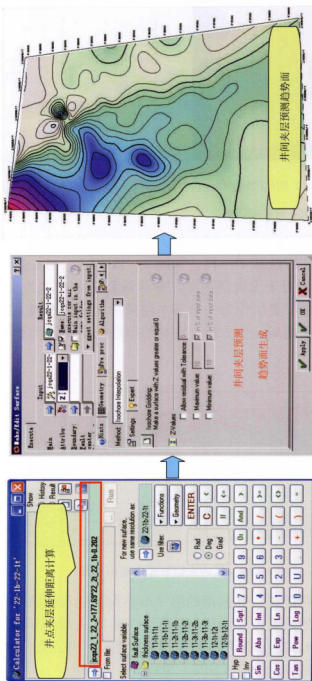
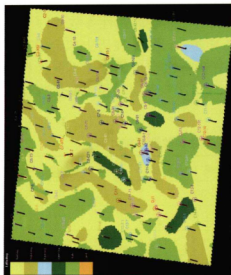
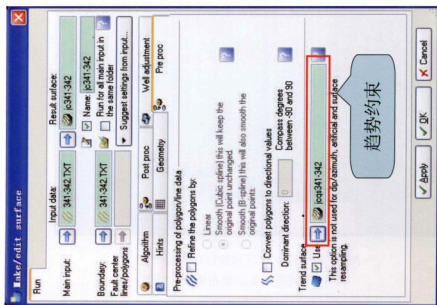
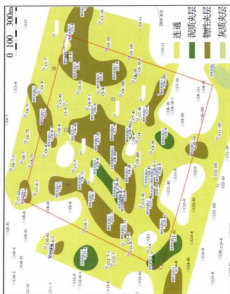


图2-20 井间夹层预测趋势面生成



埕东东区馆陶组3井间夹层预测模型



埕东东区馆陶组3井间夹层分布图

图2-21 趋势约束井间夹层分布预测模型

埕东东区馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>层内夹层主要分为泥质、灰质、物性三种类型。研究表明,不同类型夹层对厚油层层内剩余油分布起着明显的控制作用,将不同类型夹层分别建模有利于后期数值模拟中剩余油机理分析。研究中,根据取心井资料,分类统计储层、泥质夹层、灰质夹层及物性夹层的物性参数界限(表 2-1),并在模型中赋值,指导数模中夹层的传导参数设定;在历史拟合中更为接近实际情况地表现渗流机理与驱替机理。这样,首次实现了考虑不同类型的物性特征的夹层三维分布模型的建立(图 2-22)。这一夹层建模思路同样能够在类似油田建模过程中起到指导作用。

表 2-1 埕东东区馆陶组不同类型夹层物性参数选取统计表

分类	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含油饱和度 (%)
储层	> 30.0	> 300	> 50.0
泥质夹层	0.1	0.1	0.1
灰质夹层	一般 3.4 ~ 13.6 平均 7.0	一般 0.56 ~ 7.3 平均 2.0	0.1
物性夹层	一般 15.1 ~ 32.3 平均 25.0	一般 13 ~ 567 平均 200	30.0

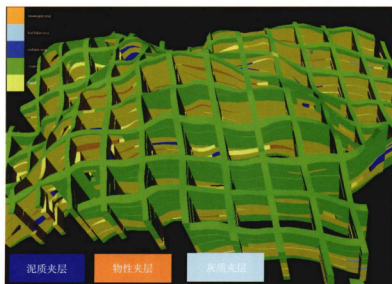


图 2-22 埕东东区试验区馆陶组 3<sup>4</sup>层  
不同类型夹层展布模型

### 三、储层属性模型

在精细储层格架模型的基础上建立储层属性模型,包括沉积微相模型、储层参数模型及模型储量计算。



## （一）沉积微相模型

在密井网井点微相划分的基础上，以平面相的分布模式作为趋势控制，采用确定性建模方法建立沉积微相模型。图 2-23 是在 AutoCad 里描述的不同微相分布趋势线，并以数据点的形式输出。在 Petrel 软件里，以井点划分微相为资料点，以微相分布趋势线为平面约束，建立微相模型，过程较简单，不再详述。图 2-24 为建立的埕东东区馆陶组 3<sup>31</sup> 层沉积微相模型，与图 2-25 地质研究认识微相分布基本一致。

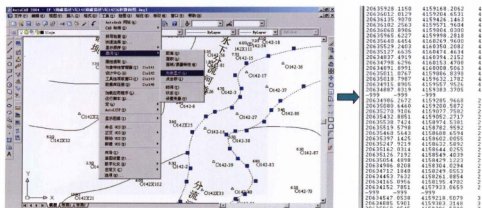


图 2-23 沉积微相平面分布趋势输出

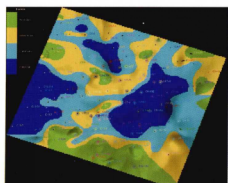


图 2-24 埕东东区试验区馆陶组 3<sup>31</sup> 沉积微相模型

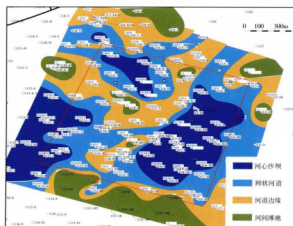


图 2-25 埕东东区试验区馆陶组 3<sup>31</sup> 沉积微相分布图

## （二）相控储层参数模型建立

以微相模型为约束，以井点储层参数测井精细解释结果为资料点，采用确

定性（克里金插值）或随机建模（序贯指示模拟）方法，建立储层孔隙度、渗透率、饱和度及净毛比模型。

首先用 Scale up well logs 模块进行井曲线的粗化，即把曲线中每米 8 个点的储层参数值粗化到模型井点所在的网格上，粗化方法一般采用体积加权平均的方式。

图 2-26 为采用相控条件下的克里金插值的确定性建模方法，建立孔隙度模型的界面。最终建立起储层参数模型，如图 2-27 为埕东东区净毛比模型。



图 2-26 相控储层参数建模界面

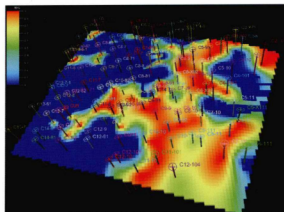


图 2-27 埕东东区试验区馆陶组 2<sup>52</sup>净毛比模型

### （三）模型储量计算

根据建立的孔隙度模型、净毛比模型及原始含油饱和度模型，利用软件中的 Volume Calculation 模块计算石油地质储量。其基本原理也是常规的容积法，只是模型中每个网格都计算原油体积。即

$$OOIP = GRV \cdot NG \cdot POR \cdot (1 - S_w) / B_o$$

式中 OOIP——原始石油地质储量，m<sup>3</sup>；

GRV——油水界面以上的岩石总体积，m<sup>3</sup>；

NG——净毛比；

POR——有效孔隙度，%；

S<sub>w</sub>——含水饱和度，%；

B<sub>o</sub>——原油体积系数。

在埕东东区试验区馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>层模型储量计算中，试验区目的层原始地质储量为 697 × 10<sup>4</sup>t，主力韵律层馆陶组 2<sup>51</sup>、2<sup>52</sup>、3<sup>31</sup>、3<sup>41</sup>、3<sup>42</sup>、3<sup>43</sup>、3<sup>44</sup>，地质储量 651 × 10<sup>4</sup>t，占 93.40%；非主力韵律层馆陶组 2<sup>3</sup>、2<sup>4</sup>、3<sup>1</sup>、3<sup>21</sup>、3<sup>22</sup>、3<sup>32</sup>，地质储量 46 × 10<sup>4</sup>t，占 6.60%。详细计算结果见表 2-2。

表 2-2 埕东东区试验区馆陶组 2<sup>5</sup>—3<sup>4</sup>分层储量参数统计表

层位	面积 (km <sup>2</sup> )	有效厚度 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含油饱和度 (%)	地质储量 (×10 <sup>4</sup> t)	储量所占 比例 (%)
2 <sup>3</sup>	0.17	1.19	34.15	728	64.81	2.0	0.29
2 <sup>4</sup>	0.11	0.57	33.78	500	63.7	1.0	0.14
2 <sup>51</sup>	0.85	5.19	36.11	1143	65.22	76.0	10.90
2 <sup>52</sup>	1.05	4.82	36.20	1102	66.09	104.0	14.92
3 <sup>1</sup>	0.12	1.62	34.01	719	63.04	1.0	0.14
3 <sup>21</sup>	0.56	3.51	34.61	825	63.75	21.0	3.01
3 <sup>22</sup>	0.01	0.05	37.13	680	66.78	0.0	0.00
3 <sup>31</sup>	1.48	4.33	35.71	1456	65.47	137.0	19.66
3 <sup>32</sup>	0.73	3.09	34.87	1169	64.11	21.0	3.01
3 <sup>41</sup>	0.94	2.41	34.83	858	67.34	45.0	6.46
3 <sup>42</sup>	1.31	2.99	35.69	1144	69.49	93.0	13.34
3 <sup>43</sup>	1.46	3.38	36.30	1387	70.37	120.0	17.22
3 <sup>44</sup>	1.36	2.39	36.46	2464	70.94	76.0	10.90
合计	1.6325	23.86	35.6	1280	67.83	697	—

## 第三章 剩余油形成机理与控制因素

研究剩余油形成机理，就是研究并搞清储层中的油水渗流特征、水驱油规律、剩余油形成过程及其控制因素。目前剩余油形成机理的研究方法主要有室内岩心水驱油试验、微观水驱油试验、水驱油数值模拟、物理模拟等。

### 第一节 微观剩余油形成机理及控制因素

微观剩余油分布研究主要是根据油层的孔隙结构、润湿性以及渗流特性进行微观剩余油分布规律和机理研究，为测井精细解释、储层模型建立、精细数值模拟、油藏工程研究提供必要的基础参数和分析依据，从而为搞清剩余油分布，实施挖潜措施，提高采收率提供技术支持。

目前，国内外在水驱油模拟实验时，主要采用仿真模型和真实储层模型两种方法。真实储层模型是把全直径岩心磨成很薄的薄片，用两块玻璃夹住并用橡胶把模型薄片周围黏结起来，进行水驱油模拟实验。一般而言，用真实砂岩模型作微观水驱油实验研究效果更具可靠性。

光刻微物理模型研究方法是国内外在几微米到几毫米的孔隙尺寸级别研究剩余油分布的常规方法，主要有两个方面：一是利用理想的孔隙模型进行剩余油驱替机理及影响因素研究；二是根据实际油藏的岩性及孔隙结构建立微观仿真模型，进行驱替实验，直接指导具体油田的开发部署。

在 20 世纪 90 年代，国内外开始用实际岩样，借助 CT 扫描技术研究剩余油饱和度及其分布，这种方法不仅能清晰、直观、无损地反应岩样内部结构密度的变化，而且能定量地给出饱和度分布结果，获得饱和度的立体分布图像，这是其他方法难以实现的。

室内模拟实验，是研究一切地质开发问题的基础。通过实验室模拟，不仅可以得到研究所需的最直观的认识，更重要的是获得可靠的基础数据。

#### 一、微观剩余油驱替过程

根据岩石颗粒表面的润湿性，油水在岩石孔隙喉道中的分布主要有两种情

况：岩石颗粒表面亲水和岩石颗粒表面亲油。润湿性不同，油和水在岩石孔隙喉道中的形状不同（图3-1）。

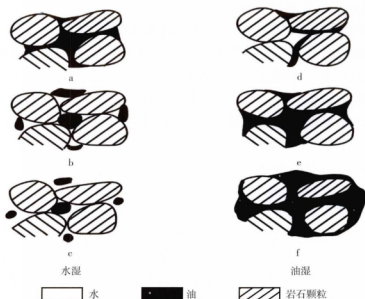


图3-1 油水在岩石孔隙中的分布示意图

若岩石颗粒表面是亲水的，水则附着于颗粒表面：①当含水饱和度很低时，水便围绕颗粒接触处形成水环，称之为“环状分布”。由于含水饱和度非常小，这些水既不能互相接触，也不能彼此连通起来，因此，它们是不能流动的，即它们是束缚水存在的一种形式；与此同时，油则连续地沿颗粒盘绕，呈“迂回状分布”，连续存在于孔隙中间，存在压差时形成渠道流态参与流动（图3-1a）。②当含水饱和度增加时，水环的大小也随之增加，直至增加到水环彼此连通起来，成为“共存水”的一种形式，它能否流动还要看具体存在的压差大小。高于这一饱和度后，水则成为“迂回状”分布参与流动（图3-1b）。③随含水饱和度的进一步增加，最终油则失去连续性而破裂成油珠，称为“孤滴状”分布，油滴虽然靠水流能将其带走，但它很容易遇到狭窄的孔隙喉道而被卡住，形成对液流的阻力（图3-1c）。

上述是颗粒表面亲水的情况，当颗粒表面亲油时，油则附着于颗粒表面，油分布状况及其随饱和度的变化与上述情况相反，如图中（d）、（e）、（f）所示。

## 二、微观剩余油分布规律

储层微观孔隙系统的非均质性导致了水驱过程中剩余油的形成，不同的微观孔喉结构导致了不同的微观剩余油分布特征。以孤东油田七区西馆上段4—6砂层组为例，介绍微观剩余油的分布规律。

孤东油田七区西馆上段4—6砂层组为河流相沉积的砂岩油藏,其润湿性为亲水性,原油黏度大,地下水黏度比达到112。这种条件下不同的孔隙系统中,其剩余油分布具有不同的特点。

#### (1) 大孔粗喉结构,剩余油多位于大孔的中心部分。

这种孔隙结构中配位数往往比较大,一个大孔周围有几个连通喉道,在水驱油过程中,水往往从一个喉道或几个喉道进入大孔,由于岩石的亲水性,这些水易沿大孔边缘浸入孔隙,并从几个出口喉道流出大孔。由于孔壁润湿性的微观差异,造成注入水在亲水程度相对较弱地方向孔隙中间凸出,将油分割成油段或油滴捕集于孔隙中,而水则沿着已形成的水道渗流,形成非活塞式水驱(图3-2a)。这种结构中剩余油较少,驱油效率较高,剩余油多位于大孔的中心部分。

#### (2) 大孔中喉结构,剩余油比较富集。

这种孔隙结构的孔喉比较大,连通性较差,水驱过程中由于岩石的亲水性,在喉道部位自吸较强,喉道处为活塞式驱油,水较易进入喉道。当驱替水从进口喉道进入孔隙后,未能沿孔隙壁驱赶原油,而是很容易从孔隙的出口或喉道口流出孔隙,并形成从进口到出口的连续水相(图3-2b)。这种情况下,驱油效率较低,孔隙中大部分的原油很难被驱出,形成较多的剩余油。

#### (3) 大孔细喉结构,剩余油较多。

这种结构在水驱过程中,喉道对水具有吸力,水进入孔隙后,由于油水黏度比较大,使水沿孔壁运动,在孔隙中形成一个大油斑,驱油效率很低,剩余油较多(图3-2c)。

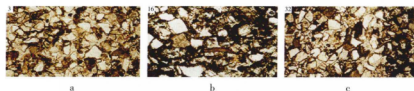


图3-2 剩余油微观分布图

#### (4) 小孔细喉结构,剩余油潜力小。

这种结构中孔隙连通性很差,油很难进入这类孔隙,其原始含油饱和度很低,在水驱采油水中也很难进入这种孔隙结构,这里的油最终以残余油状态存在。

总之,从微观孔隙的角度来看,微观孔隙系统的非均质性是形成剩余油的主要原因。在相同压力下进行注水开发,必然导致注入水沿大孔粗喉高连通孔隙结构、孔渗性较高、水易突破的部位窜进,七区西馆上段的油水黏度比高达112,这种现象更为明显,造成水驱前缘过后,低渗带有大量剩余油存在,造成油藏见水早,含水上升快。在高含水、特高含水期,仍有大量的剩余油存留于地下。

### 三、微观剩余油形成机理

多相流体在多孔介质中流动一般称为渗流，其所受到的作用力有三个方面，即驱动力、重力、毛管压力，流体运动方向和速度就是这三种力合力方向及其大小的比值来决定，毛管力与重力的比值、驱动力与重力的比值是决定油水在多孔介质流场中运动的力学因素。受多孔介质孔喉网络的非均质性、油水黏度比、油层润湿性及上述三种力的影响，在孔喉大小不一、形态不一、连通程度不一的流场中剩余油的形成过程和分布形态各有差异。在研究和揭示剩余油形成机理时必须首先要分析水驱油的微观机理，特别是储层的润湿性与微观剩余油形成和分布的关系。下面分别讨论三种不同润湿性储层微观剩余油形成机理。

#### （一）亲水储层

在亲水储层中水驱油时，从实验观察到一部分水沿着孔道中部位推进驱油，另一部分水则穿破油水界面膜沿着孔道壁驱动束缚水，而束缚水则将原油剥离其附着的颗粒表面，并随注入水带出地面，岩石颗粒表面被水占据，此种剥离作用称其为剥离现象；另一种是水驱油时水驱速度大于束缚水剥离油膜的速度，形成不均匀推进，留下一些斑块状油相，或在一些大孔道中由于水驱速度太慢，注入水沿着阻力小的孔道向前推进如指进式（称指进现象），若有两股指进水流相汇，就会绕过细小含油孔道，将其圈闭起来形成油斑、油滴、油珠、油肠等，使油相围绕于孔喉中。在亲水储层的流场中，微观剩余油形成机理也就是由剥离现象和指进现象的机制形成。

#### （二）亲油储层

从实验观察在油润湿储层中，注入水沿着大孔道的中轴部位驱替原油，孔喉网络壁上有一层油膜沿壁流动，称贴壁推移现象，在小孔道中也残留一部分未被驱动原油，随着注入水驱动时间增长，孔壁上油膜会变薄、变少。这种现象多为亲油储层流场中剩余油形成的微观机理。

#### （三）中性储层

在中性润湿储层的孔喉网络中，水主要沿大孔道的中轴部位驱替原油，这一点与亲油储层中水驱油过程相似，剩余油被驱替的主要形式为油沿孔壁流动，所残留的油主要是大孔喉壁上的油膜和小孔喉中的断续续的节状油。注入水绕流过大孔道将周围小孔道中的油包围起来形成在小孔喉道中网状或斑块状的剩余油。

上述分析表明，不同润湿性储层，剩余油形成微观机理有各自特征和规律，在油田开发至高、特高含水期后，储层中剩余油的形成与孔喉介质的结构及岩石润湿性关系密切，与驱替条件有关，驱替条件包括驱替力大小、均匀程度、

驱替速度，同时也与孔喉网络均质程度有关。即受多种综合因素控制，这些因素互相作用、互相制约、互相匹配则为微观剩余油形成的机理。

## 四、微观剩余油控制因素

微观剩余油分布主要受油层的润湿性、毛管力、孔隙结构等因素的影响，下面对影响因素作逐一分析。

### （一）储层岩石润湿性

储层岩石的润湿性不同，油水在孔喉场中的分布有所不同。岩石颗粒表面为亲水性的部分其表面为水膜包围，亲油的部位则为油膜覆盖。

胜坨油田沙二段 8 砂组  $8^{3-5}$  层在开发初期，含水较低，岩石润湿性为偏亲水，从中含水期至特高含水期为亲水，故在岩石颗粒表面为润湿相，在表面张力的作用下润湿相总是力图附着于颗粒表面，并占据较窄小的孔喉，而将非润湿相推向更畅通的孔喉中去，这对水驱油是十分有利的。

在低含水阶段，含水饱和度很低时，水呈环状分布围绕颗粒接触处，孔隙及喉道中的油形成渠道流动，呈网状分布，此时认为是初见水阶段（图 3-3a）；随着水驱的不断进行，注入水彼此连通，占据一部分油所居的空间（图 3-3b），水与油共同流动，形成迂回状分布；随着水驱油阶段的进展，含水饱和度逐渐增加，含油饱和度减小，孔喉网络场中大部分为水，油则失去连续性形成斑块状，甚至破裂为油珠、油滴，成为孤滴状，这一般在高含水阶段孔喉网络中大部分剩余油会形成（图 3-3c），这种状态下油珠、油滴虽然在水驱强度大时能将其带走，但若遇到孔喉中的狭窄部分则形成阻力式卡堵，难以采出。

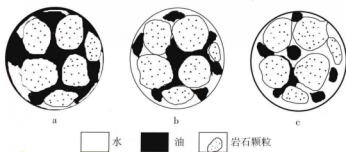


图 3-3 亲水储层油水分布

- a—水—一环状，油—渠道流动（初含水阶段）；b—水—油渠道流动（中—高含水阶段）；  
c—水—渠道流动，油—斑块状、孤滴状（特高含水阶段）

亲油的储层，油则为润湿相，水为非润湿相而先取道于孔喉网络较大的连通性好的孔喉。继续注水，水则逐渐驱入小孔喉，随之油也被水逐渐驱替。随



着含水饱和度的不断增加，水则可串联起来形成新的水流渠道，一部分剩余油停留于小的油流渠道内，另一部分剩余油则在大孔隙矿物颗粒壁上形成油膜，这种薄膜形态的原油有较高的流动阻力，常规注水开发很难将其从岩石表面剥离下来，这就形成残余油状态附着于颗粒表面。

## （二）毛管力

毛管力大小和方向在水驱油过程中，尤其是当注水压差很小时毛管力对驱油起着重要作用，从而影响剩余油的形成与分布。毛管孔隙中进行的微观渗流实验表明，在亲水毛管中，水驱油过程尚未开始时，油水处于平衡状态，水被充满毛细管腔的油挤压成水膜附着于毛管壁上，形成束缚水。当水驱油开始后，就有一部分水穿破油膜并与毛细管壁上早已形成的束缚水会合。在持续的驱替过程中，与注入水相会合的束缚水，体积不断扩大，把油向毛管中轴方向推进。

在亲油的毛细管中，在相同的注入压力梯度下，大毛细管中的驱油动力，总是大于小毛细管中的驱油动力，所以在水驱油微观渗流过程中总是观察到水优先进入大孔隙。

由于两类毛管网络中的驱替方式不同，水驱过程中剩余油分布状况和类型不同，亲水毛管网络中细小孔喉中的油易被驱出，分布于大孔隙中的油往往被水绕行而滞留于孔隙中，呈斑块状分布。亲油毛管中水优先驱替大孔隙中的油，导致小孔隙中残余油较多。

## （三）储层孔隙结构

在岩石的润湿性、油水黏度比相近，驱替力及驱替速度基本相同条件下，岩石的孔喉大小、分选性、均匀程度及连通程度对油水在流场所产生的迁移力和所受到的阻力均不同，当流场中水占主要地位，即油藏达到特高含水期时，不同沉积条件的储层其特点不同。属显孔粗喉为主的沙二段<sup>12</sup>层有如下特点。

（1）显孔粗喉中多为水相占据。

含油薄片资料证实，绝大多数大孔隙、大喉道中均为水相占据，孔喉连通好的部位更是如此。

（2）孔喉的分选性越好，孔喉越均质，驱油效率越高，剩余油越少。

（3）孔喉连通性越好，驱油效率越高，剩余油越少。

（4）孔喉大小与驱油效率有关。

一般说来，孔喉半径越大，驱油效率越高，但增加趋势变换，同时在存在孔喉半径较大但驱油效率并不高的现象，这是由于大孔隙中有微粒阻挡或水绕流、截阻油流，在油水黏度比较高时亲水储层中的水则沿大孔隙边壁驱进，从而使油停留于孔道中央被截流形成油节、油珠、水包油等形态，常规驱替条件下不易被驱出。

## 第二节 宏观剩余油分布规律及控制因素

我国东部老区大部分水驱开发油藏目前整体上已处于高含水开发阶段,胜利油区的整装构造油藏进入特高含水阶段的开发单元有 78 个,其地质储量占整装构造油藏的 83.2%。

受油藏非均质性和开采非均质性的综合影响,这一阶段剩余油的分布趋于复杂化,在平面和纵向上仍有大量的剩余油,即使进入特高含水后期,仍有大量的剩余油富集区。室内实验和矿场实践均表明,特高含水期是一个漫长的开发过程,具备大幅度提高采收率的潜力。因此如何科学合理部署,有针对性地制定开发对策,还需要深入认识特高含水期剩余油分布的控制因素和剩余油分布规律。

综合分析认为,对于整装油田,特高含水期剩余油分布主要受层间非均质性、层内夹层、层内物性和平面非均质性及开发因素的控制。

### 一、层间地层系数对层间剩余油的控制作用

多层合采油藏,在注水开发过程中,层间差异决定层间开发状况和剩余油分布。层间地层系数(KH)差异大,层间水驱效果差异大,物性相对较差的薄层剩余油富集;层间地层系数差异小,层间水驱效果差异小。

埕东东区取心井埕 7-J9 井取心层位为馆陶组  $2^5-3^4$ ,各层均位于非主流线上。该井区历经了层系细分及强注强采等开发阶段,目前层系又逐步演变成一套层系,使得层间矛盾突出。从纵向水淹情况看(表 3-1),非主力层以及薄层水淹相对较弱,有 3 个层水淹仅为见水级别,驱油效率在 30% 左右;其他 3 个层水淹达到水洗级别,其中主力厚油层馆陶组  $3^4$  层驱油效率达到了 50% 以上,另外两个层驱油效率在 40% 左右。非主力薄层馆陶组  $3^{21}$  驱油效率低,只有 32.95%,与厚层馆陶组  $3^4$  驱油效率相差 17.32%。

表 3-1 埕 7-J9 井馆陶组各层物性及水淹状况表

层位	厚度 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	驱油效率 (%)	水淹级别
$2^{51}$	5.72	38.4	3908	28.26	见水
$2^{52}$	8.78	35.4	3123	42.78	水洗
$3^{21}$	5.6	38.6	2637	32.95	见水
$3^{31}$	8.11	38.6	4444	41.11	水洗
$3^{32}$	4.54	38.9	4551	25.29	见水
$3^4$	12	37.7	7700	50.27	水洗

孤岛中一区取心井中 14-XJ11 取心层位馆陶组 3 砂层组为一套层系开发,其中馆陶组 3<sup>3</sup>、3<sup>5</sup>为主力小层,厚度和渗透率接近,储量占整个层系储量的 87.6%。馆陶组 3<sup>3</sup>与 3<sup>5</sup>层间地层系数接近,水驱相对均匀,层间剩余油饱和度差异小。馆陶组 3<sup>3</sup>剩余油饱和度为 42%,馆陶组 3<sup>5</sup>为 38%,驱油效率两者相差 4%。

### (一) 层间差异对剩余油影响的物理模拟研究

建立一维长管模型开展物理模拟实验研究。采用三层合采物模实验,保持高渗层渗透率不变,通过降低中渗层和低渗层渗透率,设定渗透率级差分别为 2、5 和 10。研究表明渗透率级差为 2 时,水驱油过程中每个小层都吸水,而且吸水量比较平均,与渗透率成一定程度的比例关系;渗透率级差达到 5 时,注入水主要沿高渗层和中渗层流动,这两层的波及系数大,采出程度高,而低渗层的吸水能力较弱,波及系数小,采出程度低,剩余油主要分布在低渗层中;渗透率级差为 10 时,低渗层在注水开发过程中吸水量非常少。分析注入倍数与含油饱和度的变化关系,随着渗透率级差增大,低渗层波及明显变差,含油饱和度高,在级差为 10 时,低渗层饱和度基本保持在原始饱和度附近,中渗层和高渗层随级差增大变化较小(图 3-4)。

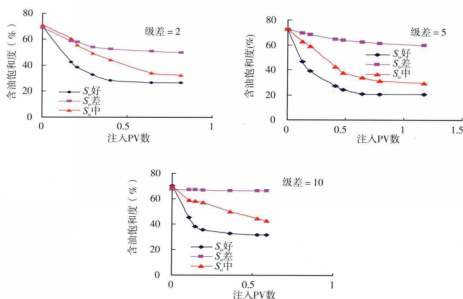


图 3-4 注入倍数与含油饱和度关系曲线(物模实验)

两层合采物模实验表明,渗透率级差大于 3 的低渗层水驱波及差。从实验结果分析,低渗层绝对渗透率值对其影响较小,层间级差控制低渗层采出状况。随级差增大,高渗层采收率略有增加,变化较小;低渗层随级差增大,采收率急剧减小,当级差从 1.2 增大到 3.4,采收率从 60% 减小到 28%,级差大于 3 后,随级差增大采收率减小的幅度减缓,到级差为 30 时,采收率只有 6%。

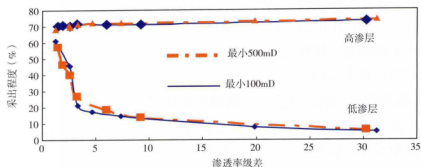


图 3-5 渗透率级差与采出程度关系曲线 (物模实验)

## (二) 层间差异对剩余油影响的数值模拟研究

以整装油田实际地质参数为基础建立两层合采概念模型, 薄层的厚度和渗透率保持不变, 改变厚层的厚度和渗透率, 对比分析不同地层系数条件下层间开发效果的差异。

数模结果表明: 地层系数的差别是剩余油控制的主要因素, 随着地层系数比值的增加, 薄层采收率逐渐降低, 剩余油饱和度增大, 而厚层采收率变化不大。厚层与薄层地层系数比值由 1 增加到 50, 薄层采收率由 52.9% 降低为 29.5%。厚层与薄层地层系数比值大于 6, 薄层采出程度比厚层低 15% 以上 (图 3-6)。

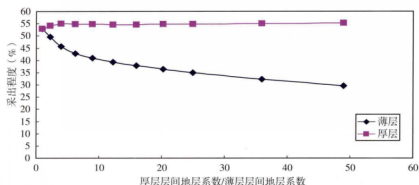


图 3-6 厚层与薄层层间地层系数比与采出程度关系曲线

分析厚层与薄层地层系数比值与薄层采收率降低幅度变化关系, 当厚层与薄层地层系数比值大于 6, 薄层采收率降低达 20% 以上, 薄层剩余油饱和度高。

综上所述, 层间地层系数 (KH) 的差异是控制层间剩余油分布的主要内在因素, 随着层间地层系数比值的增加, 低层间地层系数层采出程度逐渐降低, 剩余油饱和度增大, 而高层间地层系数层采出程度变化不大。当层间地层系数比值大于 6, 二者之间采出程度相差 15 个百分点以上, 低层间地层系数层剩余油富集。

## 二、夹层对层内剩余油控制作用

由于夹层具有一定的渗流屏障和遮挡作用，可以改变流体的运移轨迹，对水驱状况及剩余油分布起到控制作用。

### （一）夹层对流体流动轨迹的影响

采用物理模拟研究夹层对流体运移的影响。建立三维物理模型，大小为50cm（长）×35cm（宽）×20cm（高），分上中下三段，单注单采（注水井在左侧，采油井在右侧），分正反韵律分别进行实验。通过设置上部夹层（夹层的长度分别为23cm和33cm）、下部夹层和上、下部夹层，研究分析开发效果。实验结果表明，夹层的位置及其分布特征在正韵律砂层实验中对注入水的运移起到了明显的分隔作用，不同注采时间注入水的运移方向与运移路径有所不同。上部发育夹层，夹层上部储层水驱明显变差；下部发育夹层整体水驱效率较高；夹层越长，夹层上下驱油效果差异越明显，夹层下部驱油效率越高。

在无夹层的正韵律砂层实验中，注入水自中部和下部两个砂层进入，向下倾方向推进，大部分水体进入底部高渗透砂层并在其中向右驱油，大部分注入水是直接从注水井进入底部，另一部分注入水自中间砂层进入之后侧向运移一段距离后过渡到底部砂层再作侧向运移达到采油井，最终采收率54.4%。设置夹层后，夹层的出现增强了非均质性，最终采收率下降。其中上部夹层对正韵律砂层的影响最小，具下部夹层和具上、下双夹层的影响比较大。上部具夹层的正韵律砂层实验中，注入水的运移方向与无夹层时的正韵律砂层实验基本类似，夹层对注入水运移方向和运移路径的影响很小。下部具夹层的正韵律砂层实验中，由于夹层的存在，从上部砂层进入的注入水向下运移时受到阻止而直接转为水平的侧向运移，大部分注入水自底部砂层通过，上部有少量的水体作侧向运移。最终采收率44.9%。具双夹层的正韵律砂层实验中，注水初期注入水仅在底部砂层中运移，注水后期注入水在各砂层中均做侧向运移，但仍以下部砂层的运移为主。实验表明，夹层起到了分离注入水运移通道的作用，强烈影响了水的垂向运移，而且对高渗透砂层的影响要比低渗透砂层的影响大。

无夹层的正韵律砂层实验中，水势等值线始终表现为下疏上密的形态，即下部水力梯度比上部水力梯度小，注入水运移所需的机械能相应也小，反映了注入水主要从下部砂层中运移，等值线的疏密程度相差不大，说明了上下砂层的注入水易作垂向运移。具下部夹层的正韵律砂层实验中，在注水初期，夹层左端水力梯度大，而在注水井附近上下相差小，反映了注入水进入各砂层所受阻力基本相当，夹层上部的水势等值线向上凸起，即注入水在上部两层砂中侧向运移更艰难，随后夹层上部砂层中出现一个低势点，最终的水势等值线趋于

稳定。这一水势分布状态一直持续到实验结束，反映了在注水后期注入水以底部高渗透砂层为主要运移方向，中间砂层为注入水的次要运移方向（图3-7）。

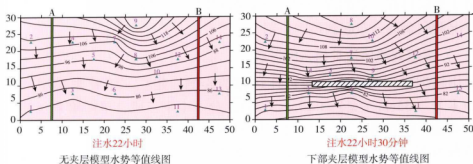


图3-7 正韵律模型有无夹层情况的水势对比图

反韵律砂层实验中也表现出相似的规律。夹层使反韵律油层水驱采收率降低，夹层的出现对注入水的垂向运移起到了明显的阻隔作用。上部夹层的出现对注入水的运移影响较大，而下部夹层的出现对注入水运移的影响较小。夹层以上驱油效率高于夹层以下，夹层越靠下，夹层下部剩余油越多，具有多个夹层时水驱效果更差。上下均有夹层时，采油井含水率达到98%所用时间仅为21.42小时，明显比其他三个实验所用时间少，而且最终平均剩余油饱和度最大，为39.86%（表3-2）。

表3-2 反韵律模型不同夹层条件下的驱油效果数据表

实验模型 \ 实验结果	注水时间 (h)	平均剩余油饱和度 (%)	最终采收率 (%)
反韵律砂层	25.17	29.94	55.85
具上部夹层反韵律砂层	25.5	33.65	51.23
具下部夹层反韵律砂层	26	35.5	49.28
具双夹层反韵律砂层	21.42	39.86	43.04

## （二）夹层类型及发育状况对层内剩余油的控制作用

### 1. 不同类型夹层特征

层内夹层在油层中普遍存在，进入特高含水期，层内矛盾更加显得突出，层内剩余油成为挖潜的重要方向。因此层内夹层成因和夹层分布预测，对层内剩余油的准确认识至关重要。

夹层主要分为泥质夹层、物性夹层和灰质夹层三类。通过孤岛中一区中14-XJ11、中14-J10、中13-XJ9、埕东东区埕7-J9和永3断块永3-J1井等5口取心井区内单井测井曲线的电性特征值变化和取心井岩心观察：

泥质夹层在研究区内相对连续,受沉积作用影响,孤岛中一区馆陶组 3 夹层可延伸 2~3 个井距,埕东东区馆上段延伸较远,可至 4~5 井距。泥质夹层厚度一般在 0.1~1.0m,厚度大于 25cm 的夹层在测井曲线上可识别,自然电位回返明显,自然伽马值变高,微电极幅度明显下降,幅度差很小或几乎为零。

灰质夹层具较强随机性,出现频率相对较小。厚度为 0.1~0.5m,厚度大于 25cm 的夹层在测井曲线上可识别,深侧向电阻率高于或接近油层电阻率,微电极曲线呈尖峰状。

物性夹层呈小片状、土豆状、条带状分布,连续性较差或不连续,甚至有的只是单井发育,井间难以对比和追踪。厚度较薄,一般小于 0.6m,在测井曲线上特征不明显,不易识别,自然电位曲线略向基线偏移,微电极曲线有回返,回返幅度较小,幅度差变小。

## 2. 夹层对剩余油的控制作用

夹层类型和空间展布规模不同,对剩余油的控制作用存在差异。

### 1) 泥质夹层

泥质夹层的厚度和延伸长度对剩余油的影响显著。

(1) 夹层延伸距离大于一个井距,对剩余油控制作用明显。

孤岛中一区 14-XJ11 井馆陶组 3<sup>3</sup>下部发育厚度为 43cm,延伸距离 220m×120m 的泥质夹层,夹层上部储层厚度 2.3m,渗透率为 2935mD,为水洗级别,含油饱和度 33.5%,夹层下部储层厚度 1.05m,渗透率为 5934mD,为见水级别,含油饱和度 47.2%,上下的驱油效率相差达 20%,夹层起明显的控油作用。

埕东东区埕 7-J9 井馆陶组 3<sup>3</sup>内部发育稳定夹层,夹层厚度 80cm,延伸长度 4 个井距,长 500m (图 3-8),该夹层分割性强,将馆陶组 3<sup>3</sup>上下分隔成两套独立的注采系统,3<sup>31</sup>注采井网相对完善水淹程度高,达到水洗级别,驱油效率 41.1%,3<sup>32</sup>注采井网不完善,动用较差,仅为见水级别,驱油效率 25.3% (表 3-3)。

表 3-3 埕 7-J9 馆陶组 3<sup>3</sup> 夹层上下段剩余油状况表

层位	厚度 (m)	渗透率 (mD)	油饱和度 (%)	驱油效率 (%)	水淹级别
3 <sup>31</sup>	8.1	4444	38.7	41.1	水洗
3 <sup>32</sup>	4.5	4551	47.8	25.3	见水

(2) 夹层延伸距离小于一个井距,对剩余油控制作用差。

孤岛中一区中 14-XJ11 井馆陶组 3<sup>3</sup>上部发育厚度为 9cm,延伸不超过一个井距的泥质夹层。夹层上下部位水淹状况接近,均为见水级别,夹层没起到明显的控制作用 (图 3-9)。夹层上部储层厚度 1.1m,渗透率为 6630mD,含油饱和度 43.7%,驱油效率 36.6%,夹层下部储层厚度 1.4m,渗透率为 2877mD,含油饱和度 47.8%,驱油效率在 34.9%。

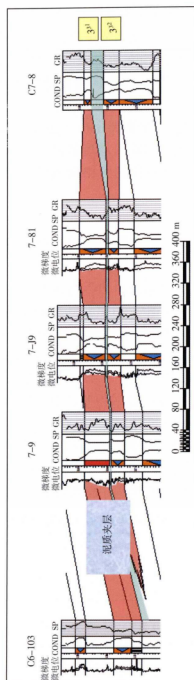


图3-8 过埕7-J9井南北向剖面图



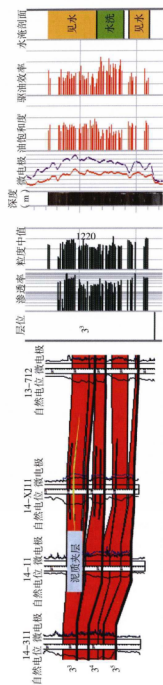


图3-9 中14-XJ11井馆陶组3'水淹状况

## 2) 物性夹层

为定量描述物性夹层渗透性对剩余油控制作用的变化,以整装油田实际地质参数为基础建立剖面概念模型,设计  $K_i/K$  (夹层渗透性/储层渗透性) 从 0 变化到 1, 分析不同  $K_i/K$  下的剩余油分布状况。

数模结果表明,层内物性夹层对开发效果有一定的影响,物性夹层与储层渗透率比值小于 0.3 时,夹层明显发挥作用。 $K_i/K$  小于 0.3 后,夹层上部的采出程度明显提高,剩余油饱和度由 37.6% 下降为 33.2%,而夹层下部的采出程度降低,剩余油饱和度增加(图 3-10)。

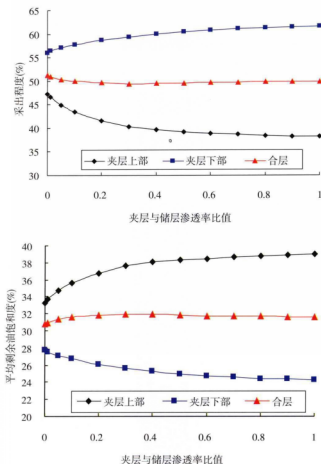


图 3-10 物性夹层上下段采出程度随夹层渗透性变化曲线

结合数模研究结果,分析 5 口井的物性夹层情况,得出以下认识:

(1)  $K_i/K < 0.2$ , 夹层厚度大于 10cm, 对剩余油起控制作用。

埕 7-J9 井复合韵律厚层馆陶组 3<sup>4</sup> 层发育两个物性夹层, 将其划分为三个

正韵律段,  $K_i/K < 0.2$ , 夹层厚度为 10cm 和 40cm, 夹层之下水洗较弱, 剩余油相对富集。顶部韵律段与第二个韵律段存在一个 10cm 物性夹层, 夹层之上渗透率 5568mD, 驱油效率达到 35.8%, 夹层之下渗透率为 5035mD, 驱油效率仅为 25.81%; 第二个韵律段与第三个韵律段存在一个 40cm 物性夹层, 夹层之上渗透率 8064mD, 驱油效率高达 70.3%, 而下部渗透率 2809mD, 驱油效率只有 29.5%。仍然是夹层之下水洗较弱, 而且夹层上下物性差异越大, 驱油效率相差越大, 剩余油富集差异程度也越大。

(2)  $K_i/K > 0.2$ , 夹层厚度小于 20cm, 剩余油控制作用不明显。

当  $K_i/K$  较大时, 厚度较大的物性夹层仍能起到一定作用, 但厚度小于 20cm 控制作用不明显。孤岛中 13-XJ9 井馆陶组 3<sup>3</sup> 发育厚度 15cm 的物性夹层,  $K_i/K$  为 0.34, 夹层之上渗透率 2512mD, 驱油效率 46.8%, 而下部渗透率 3621mD, 驱油效率 50.9%, 夹层上下段水淹状况较为接近。

埕 7-J9 井馆陶组 2<sup>5</sup> 层发育 2 个物性夹层,  $K_i/K > 0.2$ , 上部夹层厚度 0.18m, 夹层之上渗透率 2918mD, 剩余油饱和度 49.2%, 驱油效率 24.4%, 而夹层下部渗透率 4696mD, 剩余油饱和度 51.6%, 驱油效率 24.5%, 夹层的控油作用不明显; 下部夹层厚度 0.6m, 夹层之上渗透率 2438mD, 剩余油饱和度 39.7%, 驱油效率 39.8%, 而夹层下部渗透率 3664mD, 剩余油饱和度 45.5%, 驱油效率 30.7%, 夹层起到一定的控制作用。

### 3) 灰质夹层

灰质夹层一般延伸范围比较小, 对剩余油控制作用较弱; 延伸距离大于一个井距, 对剩余油分布起到明显控制作用。

中 14-J10 井馆陶组 3<sup>5</sup> 发育厚度 45cm, 延伸距离 70m × 150m 的灰质夹层, 延伸距离小于一个井距, 对剩余油控制作用弱。夹层上部渗透率 2561mD, 剩余油饱和度 40.5%, 驱油效率 41.3%, 夹层下部渗透率 1050mD, 剩余油饱和度 38.9%, 驱油效率 43.6%。

埕 7-J9 井馆陶组 2<sup>5</sup> 灰质夹层的厚度 20cm, 延伸距离两个井距, 对剩余油控制作用明显, 纵向上影响了油水运移, 夹层上部剩余油富集, 下部水淹程度高。夹层上部水淹为见水级别, 驱油效率 28.3%, 灰质夹层下部水淹则为水洗级别, 驱油效率 42.8%。

综上所述, 泥质夹层是层内剩余油主要的控油夹层, 延伸距离大于一个井距, 对剩余油起明显控制作用。物性夹层有一定的控油作用, 当  $K_i/K$  小于 0.2、厚度大于 10cm 时, 对剩余油起控制作用; 当  $K_i/K$  大于 0.2, 厚度小于 20cm, 对剩余油控制作用不明显。灰质夹层发育少, 一般延伸范围比较小, 对剩余油控制作用较弱。

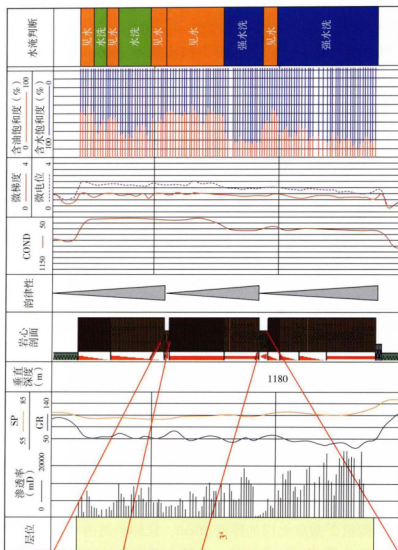
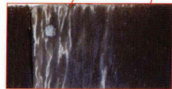
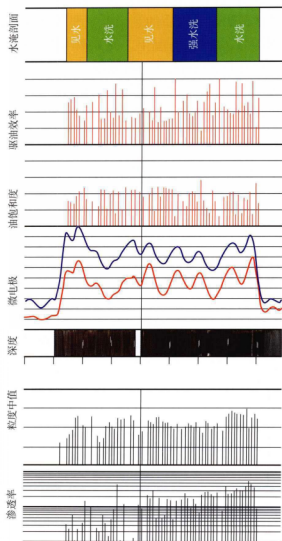


图3-11 埕7-J9井复合韵律厚层馆陶组3<sup>4</sup>层水淹剖面图



层位	厚度 (m)	渗透率 (mD)	含油饱和度 (%)	驱油效率 (%)
夹层上部	0.9	2512	36.7	46.8
夹层下部	1.1	3621	33.9	50.9

图3-12 中13-XJ9井馆陶组3<sup>2</sup>水淹剖面

### 三、韵律性对层内剩余油的控制作用

层内韵律性影响纵向水驱规律，控制层内剩余油的分布。

#### (一) 正韵律

物理实验模拟了原油黏度为  $48\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，渗透率级差分别为 2、5、10 三种条件下的水驱油过程，模型按渗透率分为三段，实验表明随着级差增大，整体水驱效果变差，上部剩余油饱和度增大。当级差为 2 时，采收率达到 71.3%，级差为 10 时，采收率降为 41.6%，从可视化模型来看，随级差增大，上部低渗段水驱效果明显变差，剩余油富集，级差为 10 时，水驱油主要发生在高渗层段和中渗层段，低渗层段到实验结束时基本上不吸水。表明层内非均质中高渗层段对低渗层段的干扰相当严重，层内非均质的剩余油主要在低渗层段中。

利用数模研究了不同厚度及级差情况下，正韵律储层剩余油的分布特征。数模研究结果表明：在厚度相同的条件下，随级差增大，整体采收率降低；在级差相同情况下，随厚度增大，整体采收率降低（图 3-13）。从分段采收率变化曲线看，低渗段随级差和厚度增大，采收率明显降低（图 3-14），中、高渗段变化较小。

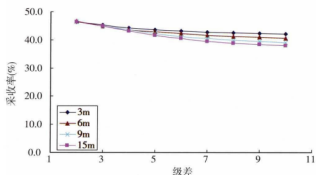


图 3-13 不同厚度正韵律油层随级差变化采收率曲线

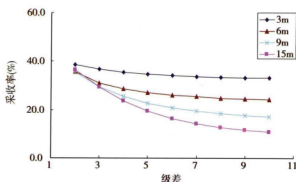


图 3-14 不同厚度正韵律低渗段采收率曲线

从分段剩余油饱和度变化来看,渗透率级差大于5时,上部低渗段与下部高渗段剩余油饱和度差值达25%以上。正韵律层顶部剩余油饱和度高,剩余油富集。储层厚度为3m时,随级差增大,分段的饱和度变化较小,低渗段的剩余油饱和度在0.4左右(图3-15);当储层厚度大于6m后,随级差增大,中、高渗段的饱和度变化较小,低渗段的剩余油饱和度变化幅度大。当渗透率级差为4时,储层厚度由6m,增大到15m,剩余油饱和度由0.45增大到0.48。同样为15m厚度,当级差由4增大到10,剩余油饱和度由0.48增大到0.56。上述结果表明,渗透率级差和储层厚度越大,正韵律油层顶部剩余油越富集。

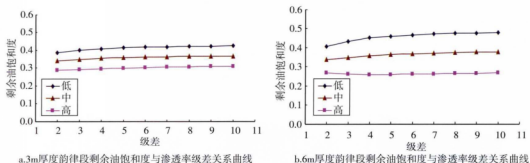


图3-15 不同厚度韵律段含油饱和度曲线

## (二) 反韵律

反韵律油层水驱状况随非均质性(层内级差)强弱而存在差异。

物理模拟实验表明,随着级差增大,整体水驱效果变差,整体采收率高于同级差的正韵律油层。当级差为2时,模型采收率74.1%,当级差为10时,采收率下降至44.7%。无论正韵律还是反韵律,渗透率级差为10,其非均质性都非常强,水驱采收率很低,主要是低渗层段基本上难以动用,剩余油富集。

以整装油田实际地质参数为基础,设计不同渗透率级差的三维概念模型进行数模研究,分析剩余油分布模式。数模结果表明,反韵律油层的剩余油分布较正韵律复杂,在油层上部和下部都可能形成剩余油富集区。级差越大,反韵律底部的低渗储层越难以动用,当级差达到50时,底部剩余油饱和度接近原始含油饱和度,基本未动用,说明渗透率级差对简单反韵律储层具有很强的控制作用。

通过一系列不同渗透率级差概念模型的模拟研究,总结出三种单一反韵律储层内部渗流差异产生的剩余油分布模式(图3-16)。

(1) 顶部富集型:油井附近的剩余油主要集中于韵律的中上部,下部水洗严重。

此类剩余油分布的储层反韵律特征不明显,渗透率级差小于2,储层段的自

然电位曲线为箱形，顶底突变接触，注入水在运动过程中，受到重力作用的影响，可向下渗流，体积波及系数较大，中下部动用程度高，剩余油在韵律层的顶部富集。

(2) 均匀驱替型：油井附近的剩余油饱和度比较接近，水洗状况类似。

此类剩余油分布的储层渗透率级差为 2~5，储层段的自然电位曲线形态为底部漏斗形、中上部箱形，注入水在渗流阻力、重力和毛细管力的共同作用下，驱替过程相对均匀，剩余油饱和度相差不大。

(3) 底部富集型：油井中下部的剩余油饱和度较高，剩余油相对富集。

此类剩余油分布的储层反韵律特征明显，渗透率级差大于 5，自然电位曲线呈明显的漏斗形，底部渗透率较低，最高渗透率位于韵律顶部，注入水沿上部的高渗条带突进，形成强水洗带，中下部储量动用较差，水洗程度低，剩余油富集。

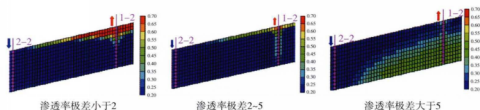


图 3-16 反韵律油层剩余油分布特征（数模研究）

## 四、储层平面非均质对平面剩余油的控制作用

实际油藏渗透率在平面上是呈非均质分布的，特别是对河流相沉积的储层其平面非均质更为严重。在假设仅存在河道和边滩两种微相的理想情况下，应用数值模拟方法研究了平面非均质对剩余油分布的影响作用。

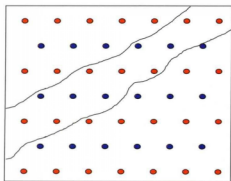


图 3-17 物性分割模型示意图

平面上采用五点井网，井距、排距均采用 200m，模型大小为 1400m × 1400m，面积 1.96km<sup>2</sup>，有效厚度取 10m。高渗透条带（相当于河道微相）渗透率分别取 1500mD、3000mD、15000mD、30000mD，低渗透条带（相当于边滩微相）渗透率为 300mD。网格模型采用角点网格系统建立，网格方向沿河道方向。纵向上一个层，平面网格划分为 50m × 50m（图 3-17）。

图 3-18 所示的数值模拟研究结果为渗透率级差（河道渗透率与边滩渗透率之比）是 5 时的情形，可以看出，位于渗



透率高的河道处注入井注入量大，位于渗透率低的边滩处注入井注入量小，可以观察到河道处注入水首先在波及到河道内的生产井及两相交界处，然后向边滩推进。剩余油主要在渗透率低的边滩部位富集。河道渗透率越高，河道中水淹越快，水淹程度越大，河道中的注入水波及到边滩的时间就越早，加快了边滩生产井的水淹，影响开发效果。

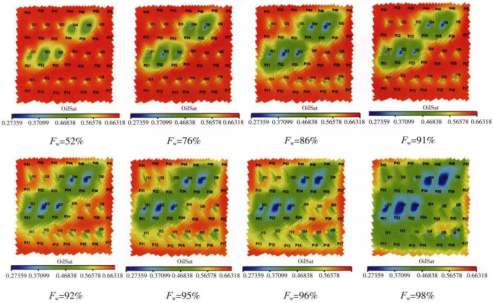


图 3-18 不同含水阶段剩余油分布

为研究平面不同渗透率级差对剩余油分布规律的影响，分别对渗透率级差为 5，10，50 倍的 3 个方案进行了模拟研究。此次研究计算的 3 个方案 18 年开发指标见表 3-4。结果表明，开发效果变化不大，三个方案，采出程度分别为 28.1%、27.7%、27.5%，对开发效果和剩余油分布影响相对较小。然而不同方案河道相含水 98% 时，边滩相剩余油分布（图 3-19）相差很大，平面渗透率级差越大，即主流相（河道相）与侧缘相（边滩相）物性差异越大，侧缘相的剩余油饱和度越高，剩余油富集区越大，当渗透率级差达到 50 倍时，侧缘相剩余油饱和度接近原始含油饱和度。

表 3-4 各方案 18 年末开发指标对比表

级差	日产油 ( $\text{m}^3$ )	日产水 ( $\text{m}^3$ )	累计产油 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	累计产水 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	日注水 ( $\text{m}^3$ )	累计注水 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	含水 (%)	压力 (MPa)	采出程度 (%)
5	93.7	1240	100.6	454.6	1347	559.8	93.0	12.6	28.1
10	93.3	1173	99.0	450.8	1282	555.0	92.6	12.6	27.7
50	91.0	1148	98.4	451.0	1254	554.9	92.6	12.6	27.5

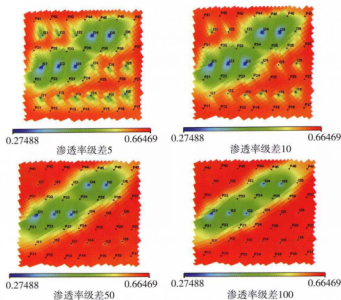


图 3-19 不同渗透率级差主流相含水 98% 时的剩余油分布规律

储层的平面非均质对剩余油的分布起着十分重要的控制作用，加之人为布井对储层渗流场控制使得剩余油的分布更加复杂化。但总的规律是高饱和度剩余油富集区主要存在于低渗透带，平面物性差异使渗透率较低的侧缘相剩余油富集对孤岛油田不同沉积相带剩余油分布研究结果表明：主河道微相平均驱油效率为 44.5% ~ 47.6%；边滩微相平均驱油效率 41.4% ~ 45.9%；漫滩、天然堤微相平均驱油效率 32% ~ 39.5%。

## 五、井网对剩余油的控制作用

井网类型对剩余油的分布影响十分大，不同井网下不同含水期所产生的剩余油分布各不相同。利用油藏数值模拟方法计算了不同井网、井距对井间剩余油的影响。井网类型及模型网格数见表 3-5。数值模拟模型中仅考虑平面均质、纵向上非均质正韵律情况。

表 3-5 井网类型及模型网格数

序号	井网类型	X 轴网格数	Y 轴网格数
1	五点法（一注四采）	41	35
2	七点法（一注六采）	41	35
3	九点法（一注八采）	41	35

五点法注采井网条件下剩余油分布见图 3-20。在五点法井网条件下，注入水从注水井向生产井驱替。此井网条件下，平面上高饱和度剩余油区位于各生产井之间，纵向上顶部剩余油富集。

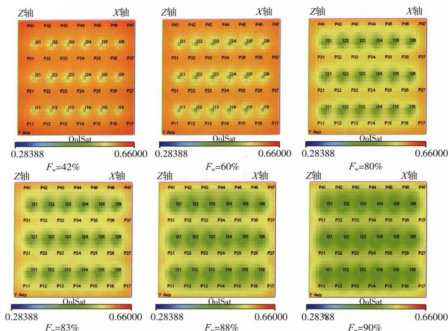


图 3-20 五点法井网条件下剩余油分布

七点法注采井网条件下剩余油分布见图 3-21。在反七点法的井网条件下，平面上，只在生产井间可以见到高含油饱和度的剩余油区，而没有在通常认为的注入井与 2 口生产井之间的分流区三角带形成高含油饱和度的剩余油区，纵向上顶部剩余油富集。

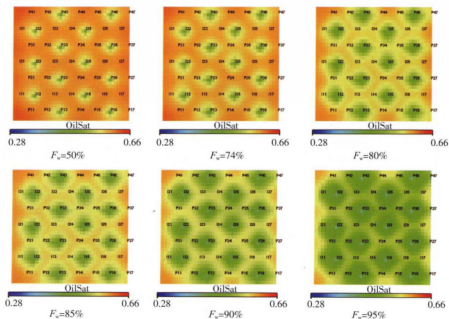


图 3-21 七点法井网条件下剩余油分布

九点法采井网条件下剩余油分布见图 3-22。在反九点法的井网条件下，平面上高含油饱和度的剩余油区主要出现在生产井间。由于注采井距存在差异，注入水波及近似菱形，纵向上顶部剩余油富集。

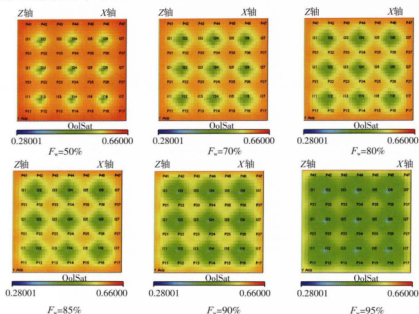


图 3-22 九点法井网条件下剩余油分布

利用流线模型在忽略重力、毛细管力的影响，模型纵向仅考虑一个小层的条件下计算了不同井网、井距与井间剩余油的定量关系。不同井网含水 90% 时流线分布见图 3-23 所示。

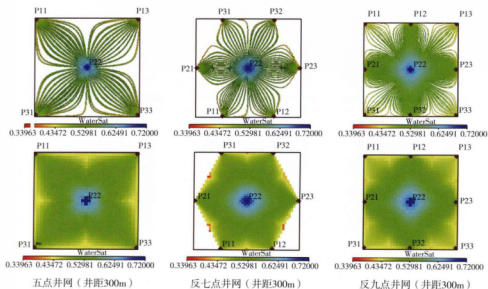


图 3-23 不同井网含水 90% 时流线分布图

从流线图可以看到注入水波及到的地方就有流线存在，注入水波及不到的地方没有流线，这些区域含油饱和度高，为剩余油富集的地方，随着井距加大，剩余油富集区面积变大，剩余油储量增加。计算的井网含水 90% 时不同井网、井距与井间剩余油之间的关系（图 3-24）。当五点井网井距大于 240m、反七点井网井距大于 300m、反九点井网井距大于 350m 时，各井网井间剩余油可采储量大于 5000t，目前条件下具有经济开采价值。

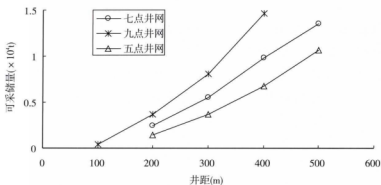


图 3-24 不同井网剩余油富集区可采储量与井距关系

上述数值模拟总的研究结果表明，开发井网在宏观剩余油的分布和形成过程中起着主导控制作用，不同的开发井网条件下剩余油富集区的形态各不相同。但在注水开发中后期，它们具有一个普遍的规律，即剩余油富集区主要位于注采井网的分流线区域上，而主流线区域上剩余油较少。

## 第四章 剩余油定量表征技术

随着油藏描述从宏观向微观、从定性到定量、从描述向预测的方向发展,剩余油的研究也开始从以大地构造、沉积旋回、沉积相为基础分布趋势研究,向以微构造、沉积时间单元、层内非均质等为基础的定性描述发展;从以地质、测井手段为主的综合定性解释逐步向以精细数值模拟、水淹层测井解释以及油藏工程参数计算为主的定量描述方向发展。

近年来剩余油描述方法虽然有了迅速的发展,但除了数值模拟方法之外,大多是定性描述,并且受推广的程度、研究的深度和测试成本的高费用等因素制约,又阻碍了该项技术的进一步发展。胜利油田通过“九五”以来剩余油描述技术的攻关和大规模推广应用,初步形成了系列配套技术,总体达到国内领先水平。本章对剩余油定量预测的主要技术——精细油藏数值模拟技术及其应用进行介绍。

### 第一节 剩余油定量研究方法

#### 一、剩余油描述技术的发展及现状

剩余油描述研究是油田开发中后期重要的研究内容,是高含水期精细油藏描述的根本目的和落脚点。它以油藏精细描述为基础,以寻找剩余油富集部位为核心,综合应用地质、测井、数值模拟、油藏工程等多种手段,描述和预测地下流体在储层空间的分布及变化特征,最终达到指导开发决策、提高油田采收率的目标。

美国和原苏联等国都非常重视油田开发后期的剩余油分布研究。美国于1975年就成立了剩余油委员会,组织有关专家编写了《残余油饱和度确定方法》,系统介绍了各种测量方法,并对其进行了分析比较。原苏联在杜玛兹油田专门打了24口评价井来研究油田水淹后期剩余油分布情况,主要采用了以下方法:①物质平衡法;②以岩心分析及注水模拟为基础的方法;③地球物理方法;④水动力学方法;⑤与岩石物理学有关的方法。

我国东部油田主要储层为河流、三角洲和扇三角洲沉积为主的陆相沉积砂体，开发已进入特高含水期，在长期的开发实践及理论研究中已形成了一套陆相油藏的剩余油研究方法，剩余油研究逐步向多学科综合研究方向发展。

## 二、剩余油的研究方法

### （一）地质综合分析法

地质综合分析法就是从储层构造、沉积微相、储层非均质性等方面来分析剩余油分布特征。方法的重点包括：①开展精细地层对比，细分地层单元，细致了解储层砂体的分布情况，掌握流体流动的单元。②沉积微相研究。沉积微相不同，储层特性可能不同。详细划分沉积微相，有助于解决砂体连续分布、油水关系或注采不对应的多相叠加问题，还可根据微相的储集特性寻找剩余油富集带，为剩余油挖潜提供方向。③微构造研究，实践表明，圈闭构造背景上的细微起伏通常为剩余油相对富集区。

### （二）水淹层测井解释方法

开发过程中的水淹层测井资料可解释剩余油饱和度、含水率和剩余有效厚度，是定量研究油水运动状况、储层动用状况及剩余油分布状况的重要手段。常规的测井方法如电阻率测井、自然电位测井、声波时差测井、放射性测井等，原则上都可用于水淹层测井解释剩余油饱和度，但这些方法受地层水矿化度的影响较大，而水淹层地层水电阻率已是注入水与地层水的混合电阻率，其大小取决于两种水混合的程度。因此，求准地层混合液的电阻率是水淹层测井解释的关键。

### （三）油藏数值模拟技术

油藏数值模拟技术是在精细地质研究和精细测井解释的基础上，采用一定的数学方法建立起整个油藏的模型，并用已有的动态参数进行历史拟合，最后达到预测开采动态、指导方案设计的目的。借助于先进的计算机处理技术及油藏模拟软件，可以定量地反映任何时刻剩余油在二维平面及三维空间上的变化，并输出可视化结果。

数模研究中，应强调①选择合理的精细模拟步长，使研究精度满足生产需要。②动态模型要符合生产实际，储量拟合精度要高，历史拟合要考虑沉积微相。③拟合过程中的参数调整要在参数的解释或分析误差范围内，即要强调误差约束。

### （四）流线模型技术

流线模型技术开始提出和应用于剩余油的研究在20世纪90年代，是一种计算速度和精度均优于传统黑油模型的油藏数值模拟方法。流线模型技术在运算过程中先求出流体在多孔介质中的压力场和速度场，然后求出流体的流动轨迹

(流线),最后求出任一流线在任一点的饱和度值。通过流线模型计算,可以求得井间任一点的含油饱和度、剩余油饱和度,从而确定驱油效率、可动油饱和度和可采储量、剩余可采储量等参数。

流线模型的主要特点是将油藏数值模拟技术中三维差分计算变为沿流线的一维计算,克服了三维计算的数值弥散,计算更加稳定,具有允许节点多、运算速度快、研究周期短的特点。

## (五) 生产测井及测试分析技术

### 1. 生产测井

生产测井中可用于饱和度测定的测井方法包括:C/O测井、中子寿命测井、电磁波传播测井、介电常数测井、核磁测井、重力测井、同位素测井、多功能测井等。

C/O测井、多功能测井成果均可提供所测层位的束缚水饱和度、含水饱和度和孔隙度、泥质含量、含水率等参数。

核磁测井可以通过在钻井液中添加顺磁性离子物质,大大降低钻井液滤液的弛豫时间,抑制核磁测井测量中的钻井液滤液信号,使所得信号仅仅反映地层中残余油的含量。

中子寿命测井是根据岩石中的俘获截面越大或在岩石中含俘获截面大的元素越多,则在岩石中的中子的寿命就越短的原理,通过测量中子寿命来得到有关岩石中吸收元素浓度的信息。该测井可用来监察产层衰竭变化的情况,即油井下套管后产层任一时刻的含油饱和度的变化。用该方法求饱和度受地层水矿化度的限制,而且其探测半径随地层孔隙度的增大而减少。

电磁波测井测量的是电磁波在地层中的旅行时间,所测参数与地层介电常数有关,而介电常数则反映孔隙流体中水的含量,由此可确定剩余油饱和度。

介电常数测井工作原理与电磁波传播测井相同,工作频率为16~60MHz,也适用于淡水或地层矿化度未知的地层,测量精度为 $\pm 9$ 个饱和度单位,探测深度0.39~0.51m。

重力测井是根据测量地层的骨架密度、油水密度、孔隙度和体积密度等来确定剩余油饱和度。

### 2. 试井分析

多井试井(如干扰试井和脉冲试井)、地层重复测试(RFT)等来研究井间储层的连通性、宏观参数及裂缝分布、渗流屏障、水淹层等,在剩余油饱和度解释方面有初步应用。

多井试井用于剩余油饱和度计算有两种方式:一是根据试井资料所计算的渗透率值来估算含油饱和度;二是根据试井算出的综合压缩系数来估算饱和度。



这两种方法都需要由实验室测量的岩石和流体性质，估算结果为大段的平均剩余油饱和度，且精度较差。

## （六）检查井资料分析技术

开发前的取心井及水驱开发过程中的检查井（特别是密闭取心检查井）资料的对比分析，是了解储层变化及地下流体动态的第一手资料。利用这些资料不仅可以深入研究开采过程中的驱油效率、剩余油形成机理以及储层参数的动态变化等，又可以用来标定水淹层测井、测井及试井资料解释结果。

岩心分析法是唯一能够直接测量油藏岩石物性、流体流动特性和剩余油的方法。

### 1. 取心方式

常用的取心方式有常规取心、密闭取心、压力取心、海绵取心、橡皮套取心。

虽然常规取心取出岩心的饱和度明显低于实际饱和度，但由于常规取心的应用最为广泛，并且是其他取心方式的发展基础，大多数常规岩心筒除尺寸有差别外，其余皆相同。

密闭取心是国内独有的普遍采用的一种方法，它只能保证岩心筒密封，而不能使岩心保持地层压力。虽然密闭取心作业中很难做到 100% 的密闭，但岩心分析结果是极为重要的数据，用这些资料作出的剩余油饱和度分布是不可缺少的资料。

由于压力取心筒既能密闭又能保压，解决了岩心取到地面和压力下降时气体膨胀和液体渗出的问题。压力取心技术是先进的，取出的数据也是准确可靠的，但取心工艺复杂地面处理程序多，技术性强，操作难度和劳动强度大，该工具是目前国外最常用的取心工具。

20 世纪 80 年代国外发展起来的海绵取心技术通过用海绵吸收岩心中渗出的油来校正含油饱和度，操作比较简单，成本接近于常规取心，对于获得准确的含油饱和度数据，是一种方便、经济、实用的方法。该方法不仅能提高含油饱和度的精度，大大改善剩余油饱和度是平均数的结果，对岩心周围海绵可按其含油程度的多少来划分地层剖面中原油的可流动程度，而且在控制条件下，能够确定含水饱和度和二氧化碳的含量。缺点是不密封，气体成分漏失。

橡皮套取心工具是克里斯坦森公司于 1956 年发明的，是为在软的、非胶结地层取心时消除卡心问题而专门设计的。

### 2. 岩心分析方法

目前，国内外通用基本方式有常压干馏法和溶剂抽提法。

常压干馏法的测定原理是：在电炉高温（50 ~ 650℃）处理下，岩心中的油水被加热，变为油和水的蒸气，后经冷凝管冷凝为液体，而流入收集量筒中，

由此得到油、水体积，再由其他方法测出岩石孔隙体积，就可算出岩石的含油和含水饱和度。

蒸馏抽提法的测定原理是利用密度小于水、沸点高于水且溶解洗油能力强的溶剂，（如甲苯，密度 0.897，沸点 110℃），抽提和蒸馏出岩心样品中的油、水。抽提油、水然后将岩样烘干，称其质量，并比较该岩样抽提前后的质量差，获得岩心中油、水的质量。再根据水体积求出油的体积，即可以获得岩心的含油和含水饱和度。

由于取心过程中钻井滤液的冲刷以及当岩心取到地面时，由于气体的膨胀而引起的油的收缩和渗出，因此得出的含油饱和度通常小于实际油藏含油饱和度，一般要进行修正。

## （七）油藏工程方法

油藏工程方法包括两个方面：

### 1. 油藏工程综合分析方法

即利用动态分析资料（包括油水井生产数据、历年新井投产初期含水、产量统计；油井改造后初期含水、产量等）、测井解释资料（包括 C/O、多功能、同位素测井；测井二次解释、水淹层解释等）、检查井（包括密闭取心井等生产检查井）、数值模拟结果等进行综合分析，全面研究剩余油在平面、层内、层间的分布规律。

### 2. 油藏工程计算方法

#### 1) 水驱特征曲线法

在油田的开发动态分析中，水驱特征曲线得到广泛的应用。在剩余油研究中，可以利用水驱特征曲线计算油田的平均剩余油饱和度。当水驱油田进入中含水期（ $F_w > 40\%$ ）后，其累计产油与累计产水在半对数坐标上具有较好的线性关系。

值得注意的是，该方法可以计算出单井、单层、区块、油田的剩余油饱和度，但必须是水驱曲线出现直线段，且不能反映剩余油分布的平面差异。

#### 2) 物质平衡法

基本原理是把油藏看成一个容器，根据油藏生产过程中表现出来的产量、压力以及随压力而变化的油气性质来研究油藏的物质（油、气、水）在油藏开采前后的平衡及变化情况，从而对油层进行研究。

根据结果能够搞清油藏纵向上各小层的剩余油储量，明确今后挖潜的重点层位。这种方法能够定量计算出单井、油砂体、油层和油田的剩余油饱和度值，但不能够指出油藏平面上剩余油分布的具体情况。为了克服物质平衡法存在的弱点，可以把油藏分成若干区块，然后分别对每个区块用物质平衡方程进行计算。正确地使用物质平衡方程可以对注水结束时的累计产油量作出可靠的预测，

此后即可把这个值用于计算剩余油量和平均剩余油饱和度。另外，该方法适合于地层压力高于饱和压力的油藏。对于地层压力低于饱和压力、脱气严重的油藏，误差较大，不宜使用。

## （八）地震方法

地震资料提供的储层横向连续性、孔隙空间分布和非均质性信息，是储层地质描述扩展到井眼以外区域的关键，是油藏圈定和描述的主要信息源，根据这种信息得到的描述结果将是后期解决确定剩余油分布问题所依据的基础，而通过连续和重复测量方式获得的地震资料，则是在油藏开采阶段监测井间范围乃至开采区域中储层内部非均质性、流通性和增产措施波及效果的主要信息。这种信息结合描述结果将帮助圈出开采中的未波及油区，修改增产措施的实施计划，指导加密井的部署。

地震方法用于确定剩余油饱和度主要有以下三种：

### 1. 地震反射波

用地震反射波解决剩余油分布问题有两种方式，即直接方式和间接方式。间接方式是指在油藏描述过程中，借助反射波资料良好的空间分辨率，弥补测井和岩心分析等资料缺乏横向预测能力的不足，解决远离井眼区域内储层结构物性变化、储层连续性与横向展布范围及流体变化等问题；直接方式是指在油藏开采过程中，用地震反射波监测开采过程，确定储层内部非均质性和流通特性，圈出波及范围，同时根据已有资料及模型，划出未波及区域。

### 2. 井间地震法

井间地震是一种借助井眼检测井间地层的地震法，测量时将特制震源系统放入井下激发信号，将接收系统放入相邻井中接收信号，得到井间地层传播的地震波场记录。井间地震所获得的高分辨率构造图像、产层特征测量结果、生产或强化采油后油藏变化的监测结果，能帮助优化储层模型，了解井间地层的结构和特性变化趋势，掌握各种增产措施的波及效果，确定剩余油的分布。

### 3. 四维地震法

比较不同时间采集的三维地震资料，构成目前流行的四维地震法。四维地震监测油藏除了能成功地分辨油藏中流体的变化，即分辨油水界面、油气界面等随时间的变化的移动情况外，还能确定油藏中死油层和剩余油层的位置。有学者将四维地震技术与油藏数值模拟相结合，把数模所得的油藏内压力和饱和度分布与四维地震的结果进行对比，并通过地震正演形成合成地震记录再进行对比，直到二者符合为止。根据所得合成记录，即可判断地层内的剩余油分布状况。

## （九）示踪剂法确定剩余油饱和度

示踪剂法包括单井（回流）示踪剂法和井间示踪剂法。

### 1. 单井示踪剂法

单井示踪剂法是一种在地下能分解，且分解物中的一种能溶于油中的示踪物从注入井中注入，关井一段时间后开井生产，收集分析样品中两类示踪物的产出情况，比较示踪剂的回采量和滞后时间便可确定井周围 6 ~ 15m 范围地层的平均含油饱和度。

### 2. 井间示踪剂法

测定残余油饱和度的井间测试法是以示踪剂在油藏中的色层分离为基础的。测试开始时，向一口注水井同时注入至少两种示踪剂。这些示踪剂，由于它们在油中的溶解度相差很大，所以是能辨别的。然后从邻近生产井采集小样，并确定示踪剂的响应函数。根据色谱理论，在油中溶解度大或分配系数大的示踪剂的产出较非分配示踪剂的产出滞后。

## 三、剩余油研究方法分析

目前剩余油的研究方法各有其优点和局限性。地质综合分析为定性结论；测井解释结果受井点约束，且存在解释模式误差问题。地震法是目前研究剩余油分布的一个亮点，但对于老油田，大多数缺乏三维地震资料，重新进行收集和补充，在经济上不合算；实验分析技术必须以先进的实验设备为基础，且存在分析样品费用高、不可能大面积取样等问题，因此实验分析技术只宜用于井点检查及各种预测结果的检验、校正。油藏数值模拟技术是能够对油藏不同时刻剩余油分布进行定量描述和预测，随着计算机技术的发展，得到了越来越广泛的应用，是目前剩余油定量研究最常用的方法。

剩余油分布研究是一项综合工程，涉及各种不同的技术，必须多学科综合研究，才能较准确地搞清地下剩余油分布，提高预测的有效性。目前在研究中主要是以油藏数值模拟为主要手段，并综合应用地质、监测、密闭取心、新井测井解释和动态资料的分析方法。

## 第二节 精细油藏数值模拟技术

油藏数值模拟的主要原理是运用偏微分方程组描述地下流体的渗流过程，借助计算机的数值求解，再现油田开发的历史过程，解决矿场的实际问题。油藏数值模拟方法能够考虑到油藏的复杂几何形状、非均质性、岩石和流体性质变化、井网方式以及产量多种因素的影响，是迄今为止油藏剩余油定量研究中考虑因素最多的一种方法。

近年来在地质建模水平和精度提高的基础上,加强了精细数值模拟技术的精细研究和大规模的应用,形成了不规则网格、网格自动生成、历史拟合实时跟踪、三维可视化、前后处理、角点网格、倾斜断层模拟、可动边界处理、窗口及并行等 10 项新技术;在数值模拟中强调步长优化、储量拟合、沉积相带、误差约束、动态监测等五项调参约束机制,大大提高了数值模拟的研究水平。

根据数值模拟计算出不同小层、不同时间单元的剩余油饱和度、可动油饱和度、剩余储量丰度、剩余可采储量丰度、采出程度等指标,对这些结果进行综合分析寻找剩余油富集区,为实施挖潜措施提供方向。另外,根据数值模拟也可进行指标预测,分析措施方案效果。

本节主要针对高含水油藏剩余油分布零散的特点,对精细油藏数值模拟技术进行研究。分别从模型建立、历史拟合、剩余油计算与分析等三个方面进行了深化研究,突出精细、强调约束,提高了模拟和计算精度。

## 一、油藏数值模拟模型建立技术

模型建立是数值模拟的基础,油藏数值模型由静态模型和动态模型构成(图4-1)。根据油藏描述的五大模型建立起静态模型,根据矿场实际生产数据,建立起动态模型。

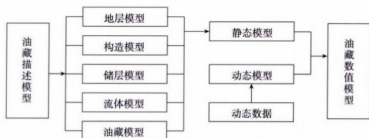


图4-1 油藏数值模型构成

与常规数值模拟相比,本节中采用的精细数值模拟在网格类型、网格步长、模拟单元、残余油饱和度和生产数据的取值等方面的研究更加精细准确,模拟的规模更加庞大。

### (一) 网格划分及参数粗化

#### 1. 模型建立的网格类型

在常规数值模拟研究中,选取的是直角网格(规则网格),一个网格用  $x$ 、 $y$  网格坐标以及深度 3 个变量来描述,只能表示长方体。而精细数值模拟一般采用的是角点网格,在角点网格系统中,一个网格用 8 个顶点的  $x$ 、 $y$  大地坐标以及深度 3 个变量共 24 个变量来描述,可以表示任意形状的四面体,所以,采用角点网格技术,对油藏构造形态的描述更准确(图4-2)。

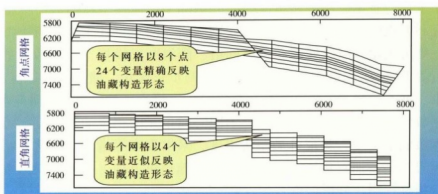


图 4-2 数值模拟直角网格与角点网格示意图

## 2. 模型建立的精细程度和规模

在网格划分时，平面上，井密集区、复杂构造或微构造以及流体性质变化大的区域，网格加密；充分考虑井距的大小，一般每 2 口生产井之间相距 3 个网格以上，生产井与注水井之间相距 6 个网格以上，相邻网格尺寸的增量比小于 2；在纵向上，根据储层厚度、非均质性以及过渡带分布，进一步细分。

在网格方向设计上，尽量以断层或尖灭线作为网格边界，网格取向与物源方向、主渗流率方向一致，同时考虑注采井排方向，无效网格数尽可能少。

与常规数值模拟相比，精细数值模拟采用的网格步长更细，一般小于 50m；所模拟油藏的面积和储量更大、井更多；模型建立更精细，地质模型纵向上细到沉积时间单元，动态模型细到月度数据；全油藏网格节点规模大。

## 3. 网格粗化步骤

若油藏地质模型规模控制在油藏数值模拟能力范围以内，无需进行粗化，否则，必须粗化。网格粗化一般包括 8 个步骤：

- (1) 重新划分网格，定义网格边界和控制线；
- (2) 网格生成选项，选择生成 2D 网格、3D 网格、加入断层选项；
- (3) 平面网格划分，输入平面上  $x$  方向、 $y$  方向网格数；
- (4) 纵向网格划分，有 2 种划分方式，即按比例划分或按厚度等分；
- (5) 边界处理选项，选择边界处理的方式；
- (6) 断层选项，选择断层处理的方式；
- (7) 参数粗化方法，选择参数粗化的方法，不同的参数选用的方法不同，一般孔隙度、束缚水饱和度、净毛比选用算术平均法，渗透率选用重新标准化法，沉积相选用离散法；
- (8) 参数场修正，通过判断和表达式计算，修正过大或过小的奇异值，确保参数的合理性。

#### 4. 参数粗化方法

一般地质建模软件提供以下 10 种网格参数粗化 (upscaling) 方法, 前 5 种属于简单平均方法, 后 4 种属于结合方向的平均方法, 主要用于求取有效渗透率, 将算术平均和调和平均综合起来考虑不同方向上有效渗透率的粗化, 最后一种离散法, 用于沉积相的粗化。

(1) 算术平均: 最简单、最直观的方法, 典型的是孔隙度粗化, 任何方向有效渗透率的算术平均是理论上的上限值。公式如下:

$$P_A = \frac{\sum_n W_n P_n}{\sum_n W_n}$$

(2) 几何平均: 比算术平均值小, 如果输入值有一个为零, 那么它的值即为零。公式如下:

$$P_G = \exp \left( \frac{\sum_n W_n \lg P_n}{\sum_n W_n} \right)$$

(3) 调和平均: 比算术平均、几何平均值更小, 任何方向有效渗透率的调和平均是理论上的一个下限值。公式如下:

$$P_H = \left( \frac{\sum_n W_n P_n^{-1}}{\sum_n W_n} \right)^{-1}$$

(4) 加权平均: 一般的平均方法, 公式中的一些值等价于其他方法,  $\omega_i$  为平均权值, 其值介于  $-1 \sim 1$  之间。 $\omega_i = 1$  时, 对应算术平均,  $\omega_i = 0$  时, 对应几何平均,  $\omega_i = -1$  时, 对应调和平均。公式如下:

$$P_P = \left( \frac{\sum_n W_n P_n^{\omega_i}}{\sum_n W_n} \right)^{\frac{1}{\omega_i}}$$

(5) 求和平均: 适合于加法计算的参数, 如孔隙体积的累加。公式如下:

$$P_S = \sum_n W_n P_n$$

(6) 调和—算术平均: 两种方法结合在一起, 首先计算某一方向的调和平均值, 然后, 取调和平均的算术平均值。 $X$  方向有效渗透率求取公式如下:

$$P_{HA_x} = \frac{1}{N_x N_z} \sum_{i=1}^{N_x} \sum_{k=1}^{N_z} \left( \frac{1}{N_y} \sum_{j=1}^{N_y} P_{i,j,k}^{-1} \right)^{-1}$$

(7) 算术—调和平均: 两种方法结合在一起, 首先计算某一方向的算术平

均值，然后，取算术平均的调和平均值。 $X$  方向有效渗透率求取公式如下：

$$P_{Ah_x} = \left( \frac{1}{N_x} \sum_{i=1}^{N_x} \left( \frac{1}{N_y N_z} \sum_{j=1}^{N_y} \sum_{k=1}^{N_z} P_{i,j,k} \right)^{-1} \right)^{-1}$$

(8) 重新标准化：用于渗透率值粗化，是一种应用以前网格粗化值逐渐粗化的方法，示意图图 4-3。

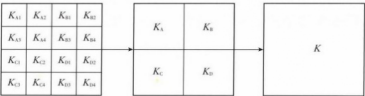


图 4-3 渗透率逐步粗化示意图

(9) 模拟方法（对角张力、全张力）：基于非线性方程的求解，考虑多孔介质的单相流问题。

(10) 离散：主要用于沉积相的粗化。若一个粗化网格内包含多个沉积相，则计算每个沉积相的累计孔隙体积，取累计孔隙体积最大的沉积相为粗化网格的沉积相。公式如下：

$$V_{Fc} = \max_{1 \leq i \leq N} \{ V_{Fi} \}$$

在埕东东区试验区油藏数值模拟过程中，三维网格模型直接来自 Petrel 地质建模模型（图 4-4）。网格系统为 103×87×64，网格步长为 25m×25m，纵向上 1m，有效储层 44 层，隔层 15 层，夹层 5 层，总的网格数为 573504，表 4-1 显示了模拟层与地质层的对应关系。数模模型的构造数据和储层参数包括储层厚度、净毛比、孔隙度、渗透率等地质模型的结果。

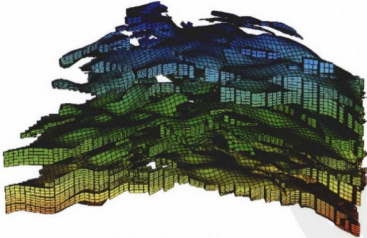


图 4-4 模型三维网格图



表 4-1 模拟层与地质层对比表

模拟层	地质层	隔夹层	模拟层	地质层	隔夹层
1		隔层	34		隔层
2	$2^3$		35		隔层
3			36	$3^{31}$	
4		隔层	37		
5		隔层	38		
6	$2^4$		39		
7			40		
8		隔层	41		夹层
9		隔层	42	$3^{32}$	
10	$2^{51}$		43		
11			44		
12			45		
13			46		隔层
14			47		隔层
15		夹层	48	$3^{41}$	
16	$2^{52}$		49		
17			50		
18			51		夹层
19			52	$3^{42}$	
20			53		
21		隔层	54		
22		隔层	55		夹层
23	$3^1$		56	$3^{43}$	
24			57		
25		隔层	58		
26		隔层	59		
27	$3^{21}$		60		夹层
28			61	$3^{44}$	
29			62		
30			63		
31		隔层	64		隔层
32	$3^{32}$				
33					

## （二）油藏物性描述

### 1. 油藏物性时变性

随着注水开发的进行，油藏中部分区域由于长期注水冲刷造成了物性参数变化，埕东油田的统计结果见表 4-2、图 4-5，主要表现在孔隙度和渗透率的变化。其中渗透率变化比较明显，从初期的平均渗透率 1188.3mD 逐渐变化到目前的 4304.4mD，变化幅度相对较大。

表 4-2 物性参数时变统计表

层位	阶段	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	泥质含量 (%)	粒度中值 (%)
2 <sup>5</sup>	注水前	—	—	—	—
	1977—1989 年	33.8	2082.5	4.25	0.140
	1990 年—	35.8	3161.4	4.55	0.163
3 <sup>3</sup>	注水前	33.3	1363.4	6.7	0.115
	1977—1989 年	—	—	—	—
	1990 年—	37	4823.4	3.51	0.176
3 <sup>4</sup>	注水前	34.1	1003.3	7.58	0.119
	1977—1989 年	34.7	2128.8	4.76	0.155
	1990 年—	35.9	5398.8	3.94	0.198
总计	注水前	33.5	1188.3	7.08	0.115
	1977—1989 年	34.2	2015.7	6.15	0.140
	1990 年—	35.9	4304.4	4.16	0.179

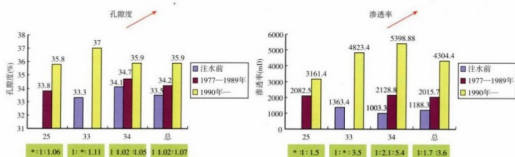


图 4-5 孔渗物性时变图

根据油藏储层参数变化规律，建立了不同含水期的油藏参数地质模型（图 4-6）。

在历史拟合中，常规数值模拟不考虑储层参数的时变规律，所有开发阶段都用一套地质模型。而研究表明油藏的渗透率等储层参数随着油田的开发是在不断变化的，因此常规数值模拟的模型不能反映油藏的变化特点。

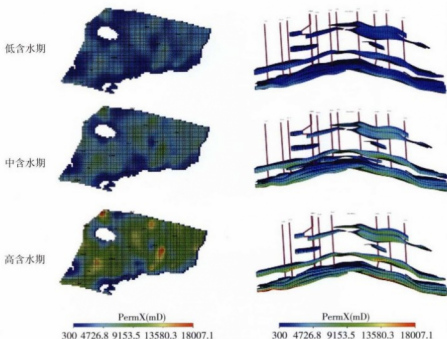


图 4-6 不同含水阶段模型物性时变示意图

精细数值模拟通过建立阶段模型进行阶段模拟，考虑储层参数的时变性，或通过修正传导率，考虑渗透率的时变性。

## 2. 隔夹层描述

在地质认识的基础上，综合考虑隔夹层的分布及其控制作用，给不同类型夹层赋予不同的物性参数值（表 4-3）。同物性参数区域其传导性不同，进而正确认识隔夹层对地层流体的控制和遮挡作用。地质描述隔夹层及数模描述隔夹层见图 4-7 及图 4-8、图 4-9。

表 4-3 夹层物性分布表

分类	孔隙度（%）	渗透率（mD）	油饱和度（%）
储层	> 30.0	> 300	> 50.0
泥质夹层	0.1	0.1	0.1
灰质夹层	一般 3.4 ~ 13.6 平均 7.0	一般 0.56 ~ 7.3 平均 2.0	0.1
物性夹层	一般 15.1 ~ 32.3 平均 25.0	一般 13 ~ 567 平均 200	30.0

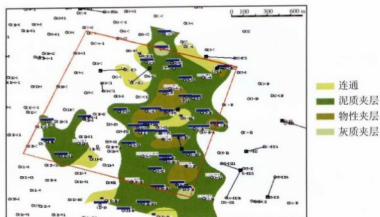


图 4-7 馆陶组  $2^{51}$ — $2^{52}$  间的夹层分布

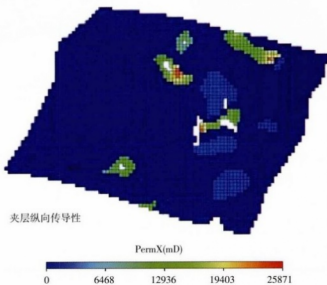


图 4-8 模型对应的隔夹层描述

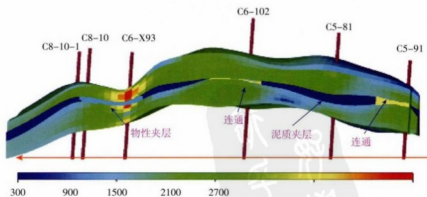


图 4-9 模型对应的隔夹层纵向示意图

在数值模拟模型中,将层间有隔层的区域的垂向传导率处理为零,层间连通的区域在模型中垂向传导率采用下面的公式计算:

$$\text{TRANZ}_j = \frac{\text{CDARCY} \cdot \text{TMLTZ}_i \cdot A}{B}$$

式中  $\text{TRANZ}_j$ ——Z 轴正方向相邻网格  $i$  与网格  $j$  之间的传导率;

$\text{TMLTZ}_i$ ——网格  $iZ$  方向传导率乘积因子。

$$A = \frac{DZ_j \cdot DX_i \cdot DY_i + DZ_i \cdot DX_j \cdot DY_j}{DZ_i + DZ_j}$$

$$B = \frac{\left( \frac{DZ_i}{\text{PERMZ}_i} + \frac{DZ_j}{\text{PERMZ}_j} \right)}{2}$$

模型中夹层纵向传导计算结果如图 4-8、图 4-9 所示。

准确描述隔夹层,有利于模型精确控制剩余油,为准确描述剩余油分布奠定基础。

### (三) 岩石渗流特性模型建立

描述油藏岩石流体渗流特征的参数主要包括:①相对渗透率,描述不同流体相的相对渗流能力,影响油气水的流动和分布;②毛管压力,表征不同流体间的压力差,影响原始饱和度的分布、过渡带的大小和计算压力梯度;③岩石压缩系数,反映岩石的弹性或压缩性,影响油藏压力的变化。

#### 1. 相对渗透率曲线确定

在常规数值模拟研究中,一般是每个小层给定一条相对渗透率曲线进行计算。精细数值模拟根据束缚水饱和度场、残余油饱和度场,通过饱和度函数标定,使每一个网格对应一条相对渗透率曲线。

收集埕东东区 C9-J8、C14-101、C13-6、C9-J82 和 C7-J9 等井的相对渗透率曲线实验资料,对多个样品的相对渗透率进行归类和平均处理,得到代表油藏实际特点的相对渗透率曲线。从不同时间的取心井 C9-J8、C9-J82 和 C7-J9 的相同层段的相对渗透率曲线来看,随着油藏物性参数的变化,油藏中孔隙的微观孔隙结构发生变化,油藏岩石的相对渗透率随之发生变化,表现在等渗点右移,储层的亲水性增强,残余油饱和度变小(图 4-10)。

#### 2. 残余油饱和度取值

常规数值模拟进行残余油饱和度取值时,每个小层只取一个定值,不能准确反映平面上每个井点残余油饱和度的差异。

精细数值模拟在进行残余油饱和度取值时,则是根据测井解释井点的残

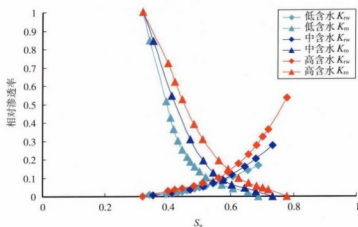


图 4-10 相渗曲线的时变性

余油饱和度值进行井间插值，计算出每个网格的残余油饱和度，形成参数场。

### 3. 流体高压物性模型

在高压物性参数中，准备描述油气水界面，建立油气水平衡系统，划分气区、油区、水区 and 过渡带，反映流体（饱和度）的分布；根据流体性质的非均质性，建立反映不同流体性质的 PVT 表以及对应的分区，按流体性质的变化程度，流体分区可以对应到油藏、砂层组、小层或特定区域。

## （四）动态模型建立

动态模型用于表征油藏开发历史过程，详细描述井轨迹、生产动态数据、油水井作业情况。具体包括生产动态数据的处理及描述方法。在动态模型建立过程中要注意以下问题：

（1）输差问题，油水井产量考虑输差的影响；

（2）合注合采并非模拟层的劈产问题，结合动态监测资料劈产，准确反映目的层位的产量贡献，原则上尽量避免劈产；

（3）单位的换算问题，如矿场计量单位为吨（t），含水率 = 产水量（t） / 产液量（t），气油比单位  $\text{m}^3/\text{t}$ ，模型中使用单位为  $\text{m}^3$ ，含水率 = 产水量（ $\text{m}^3$ ） / 产液量（ $\text{m}^3$ ），气油比单位  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ；

（4）时间步长的划分，尽量准确反映生产制度及完井与油层改造的变化；

（5）利用动静液面数据计算井底流压和静压；

（6）应用皮斯曼方法将测压数据校正到基准面处的压力，与模型计算压力保持一致；

（7）应用产液剖面、吸水剖面资料，进行油水井层间流动系数的调整；

(8) 应用试井、测井解释资料验证模型;

(9) 描述精度, 时间步长一般划分到月, 射孔描述到小层或韵律段。

埕东油田东区试验区中油水井 107 口, 模拟的生产历史从 1974 年 5 月至 2009 年 8 月, 模型中对生产历史以一个月为时间步长划分了时间阶段。在对动态资料分析与评价的基础上, 整理 107 口井射孔、封堵、转注数据和油水井产量数据, 建立动态模型, 利用 Eclipse 软件的 Schedule 模块建立了数模模型的动态模型。

### (五) 模型初始化

以油藏模拟模型为基础, 进行初始化运算, 建立原始压力和饱和度分布, 检查油气水分布以及油气、油水过渡带的合理性。计算储量, 并与地质上报储量进行对比, 分析造成储量差别的原因, 初步检验模型, 储量相对误差一般控制在 5% 以内。

## 二、历史拟合技术

历史拟合通过再现油藏的生产过程, 来确定地下流体的分布, 拟合精度的高低直接决定地下剩余油计算的精度和分布的状况。精细数值模拟在拟合精度和拟合指标等方面都较常规数值模拟有了创新和发展。

### (一) 历史拟合原则

历史拟合是一个反演的逆过程, 通过反复修改油藏模型反复进行计算试凑的方法, 来拟合油藏的历史动态, 不同的参数组合可能得到类似的拟合结果, 因此, 在拟合时, 一般遵循四个方面的原则:

(1) 用全、用准基础资料, 模拟模型尽可能反映油藏实际状况, 尽可能避免产量劈分, 以保证动态模型的可靠性;

(2) 油藏地质、油藏工程、数值模拟多专业紧密结合, 进行综合分析, 找出问题的根源, 反复修正地质模型, 不断提高模型的可靠性;

(3) 参数的调整要有依据、有理由, 保证调整的合理性和约束性;

(4) 历史拟合以分析解决问题、验证模型为主要目的, 不要盲目追求拟合精度。

### (二) 历史拟合流程

油藏历史拟合的参数包括区块压力、区块含水、采出程度、单井压力、单井含水等。通过反复地调整参数, 修正静态模型, 从全油藏到油层再到单井, 对压力、含水等参数进行拟合, 拟合的过程也是对油藏不断认识的过程, 图 4-11 是精细数值模拟历史拟合的工作流程。

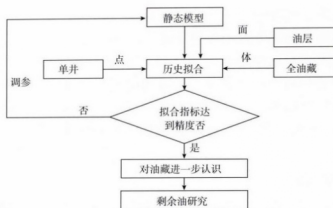


图 4-11 开发历史拟合流程

### (三) 历史拟合方法

由于地质模型的不确定性以及数值模拟的多解性，导致了历史拟合的复杂性，拟合方法也多种多样，具体问题应具体分析，下面仅列出常规方法（表 4-4）供参考。

表 4-4 历史拟合方法一览表

序号	拟合方法	针对的问题
1	拟合次序	整体拟合
2	参数约束机制	整体拟合
3	分区技术	区域拟合
4	参数敏感性分析	寻找主要矛盾
5	分阶段拟合技术	复杂大型油气藏
6	油藏压力拟合方法	油藏压力拟合问题
7	单井累计产量拟合方法	单井累计产量拟合问题
8	单井含水拟合方法	单井含水拟合问题

#### 1. 拟合次序

一般先拟合油藏指标，再拟合单井指标；先拟合关键井，再拟合非关键井；先拟合压力，再拟合累计产量和含水。关键井是指生产时间比较长、产量稳定的井或在位置上具有代表性的井，如高部位的井、断层附近的井、边底水附近的井。

#### 2. 参数约束机制

为了避免或减少修改参数的随意性，考虑参数的约束机制，使模型参数的修改控制在合理的、可接受的范围内，首先分清哪些参数是确定的，即准确可



靠的, 哪些参数是不定的, 即不准确可靠的, 然后根据参数的分析情况确定可调范围。一般参数调整的约束范围:

- (1) 孔隙度, 视为确定参数, 不做改动或改动范围控制在  $\pm 3\%$  以内;
- (2) 渗透率, 渗透率是强非均质参数, 一般调整范围为  $0.3 \sim 3$  倍;
- (3) 饱和度, 在油水过渡带, 由毛管压力确定;
- (4) 相对渗透率曲线, 视为不确定性参数, 适当调整;
- (5) 岩石压缩系数, 代表油藏的弹性能量, 适当调整;
- (6) 流体 PVT 性质, 视为确定性参数, 若油藏流体性质变化大, 考虑分区;
- (7) 油水井动态资料, 确定性参数, 原则上不调整。

### 3. 分区技术

流体分区, 描述流体性质的差异, 根据流体性质的变化, 建立多个 PVT 区域, 根据油水系统的复杂程度, 建立多个平衡区; 渗流特性分区, 描述岩石渗流特性的差异, 不同岩石类型的区域对应不同的相渗曲线和毛管压力曲线。

### 4. 参数敏感性分析

通过改变油藏参数, 观察拟合指标的变化情况, 进而确定影响历史拟合的主要因素, 如水体的大小、不封闭边界的处理、断层的封闭性、储量的可靠性、岩石—流体性质的可靠性、网格的粗细。

### 5. 分阶段拟合技术

对于大型的复杂油气藏, 考虑采用分阶段拟合的方法。

- (1) 粗拟合阶段, 采用较粗的网格进行计算, 使拟合的指标调整到合理的范围内, 加快拟合速度;
- (2) 精细拟合阶段, 再采用较细的网格进一步拟合, 主要拟合单井指标。

### 6. 油藏压力拟合方法

- (1) 核实油藏实际压力数据, 尽量减少测量误差和油藏压力求取方法的影响; 影响压力的主要因素包括岩石压缩系数、水体大小、储量、油藏的传导性。
- (2) 充分考虑非储层的弹性膨胀作用对油藏压力的影响, 调整岩石压缩系数 (一般模型的给定值大于实验室测定值)。
- (3) 结合边底水附近井的拟合状况, 调整水体大小。
- (4) 结合油藏采出程度的拟合, 进一步核实地质储量。
- (5) 结合油藏和单井累积产量的拟合, 调整油藏的局部传导性 (或调整渗透率)。

### 7. 单井累计产量拟合方法

- (1) 核实单井累计油气水产量和生产层位, 确保生产数据的准确性;

(2) 首先拟合累计产液量，观察是否出现单井供液不足的现象，分析影响产液量的主要因素（岩石压缩系数、单井控制储量、井附近区域的传导性、井层流动系数和表皮因子）；

(3) 如果大批量的井出现供液不足现象，结合油藏压力拟合，适当调整岩石压缩系数；

(4) 分析该井处的砂体分布、有效厚度、孔隙度、饱和度，进一步核实单井控制储量；

(5) 分析该井及相邻井的渗透率分布，调整该井附近区域的渗透率；

(6) 调整该井的流动系数（KH）和表皮因子；

(7) 结合单井含水的拟合，拟合累计产油量。

#### 8. 单井含水拟合方法

(1) 核实单井含水率和生产层位，确保生产数据的准确性；

(2) 分析含水原因及来源（边水影响还是注入水影响）；

(3) 若是边水影响，调整相应层位的水体大小及边水附近区域的渗透率或传导率；

(4) 若是注入水影响，分析注入井与生产井之间的受效性，调整注入井与生产井之间的渗透率或传导率；

(5) 结合实验室资料，调整相对渗透率曲线和毛管压力曲线；

(6) 结合沉积相及储层物性分析，局部调整束缚水饱和度和残余油饱和度。

#### （四）历史拟合常见问题分析

拟合中遇到的问题比较多，可能的原因也比较多，下面仅列出常见的问题与最可能的原因（表4-5），具体问题应具体分析。

表 4-5 历史拟合常见问题一览表

指标类型	指标	问 题
油藏指标	压力	压力整体偏低或偏高
		前期弹性开采阶段压力偏低，后期注水开采阶段压力偏高
		前期弹性开采阶段压力偏高，后期注水开采阶段压力偏低
	采出程度	采出程度整体偏低或偏高
		前期弹性开采阶段采出程度偏低，后期注水开采阶段采出程度偏高
		前期弹性开采阶段采出程度偏高，后期注水开采阶段采出程度偏低
	含水	见水时间
		含水整体偏低或偏高
		前期弹性开采阶段含水偏低，后期注水开采阶段含水偏高
		前期弹性开采阶段含水偏高，后期注水开采阶段含水偏低

指标类型	指标	问 题
单井指标	压力	压力整体偏低或偏高
		前期弹性开采阶段压力偏低, 后期注水开采阶段压力偏高
		前期弹性开采阶段压力偏高, 后期注水开采阶段压力偏低
	含水	见水时间
		含水整体偏低或偏高
		前期弹性开采阶段含水偏低, 后期注水开采阶段含水偏高
		前期弹性开采阶段含水偏高, 后期注水开采阶段含水偏低

### 1. 压力拟合问题

(1) 压力整体偏低, 可能出现压力下降快、大部分井供液不足的现象, 或是压力整体偏高, 一般认为与岩石压缩系数、水体大小、地质储量、油藏连通性有关。

(2) 前期弹性开采阶段压力偏低, 后期注水开采阶段压力偏高, 一般认为可能是由于给定的岩石压缩系数过小或水体小或连通性差造成前期压力偏低, 而后期的大面积注水以及岩石压缩系数过小又造成了压力恢复过快; 前期弹性开采阶段压力偏高, 后期注水开采阶段压力偏低, 这种情况比较少见。

### 2. 采出程度拟合问题

(1) 采出程度整体偏低, 有两种可能: 一是大部分井供液不足, 采不出给定的油量或液量, 一般认为可能是由于给定的岩石压缩系数过小或水体过小或地质储量过小或油藏连通性差造成的; 二是油藏见水过早或含水过高, 一般认为可能是由于给定的水体过大或原油黏度过大或水相相对渗透率过大造成的。

(2) 采出程度整体偏高, 一般认为可能是由于给定的水体过小或油相相对渗透率过大或原油黏度过低, 造成了油藏见水晚、含水低, 从而导致了采出程度偏高。

(3) 前期弹性开采阶段采出程度偏低, 后期注水开采阶段采出程度偏高, 一般认为可能是由于给定的岩石压缩系数过小或水体过小造成了部分井供液不足, 导致了前期采出程度偏低, 而随着注采系统的完善, 压力迅速回升, 如果给定的原油黏度过小, 必然造成含水偏低, 采出程度偏高。

(4) 前期弹性开采阶段采出程度偏高, 后期注水开采阶段采出程度偏低, 一般认为可能是由于给定的岩石压缩系数过大或水体过小造成了油藏见水时间晚, 导致了前期采出程度偏高, 而随着注水开发的进行, 如果给定的原油黏度过大, 必然造成注入水指进或舌进现象的出现, 导致含水偏高, 采出程度偏低。

### 3. 含水拟合问题

(1) 见水时间偏早或偏晚,一般认为可能是由水体、油水界面深度、束缚水饱和度、初始水饱和度、局部连通性、油水黏度比或水相相对渗透率造成的;

(2) 含水整体偏低,一般认为可能是由于原油黏度过小或水体过小或油藏连通性差或水相相对渗透率偏小造成的;

(3) 含水整体偏高,一般认为可能是由于原油黏度过大或水体过大或水相相对渗透率偏大造成的。

(4) 前期弹性开采阶段含水偏低,后期注水开采阶段含水偏高,一般认为可能是由于给定的水体过小或水相相对渗透率偏小造成了前期含水偏低,而随着注水开发的进行,如果给定的原油黏度过大或水相相对渗透率偏大,必然造成注入水指进或舌进现象的出现,导致含水偏高;

(5) 前期弹性开采阶段含水偏高,后期注水开采阶段含水偏低,可能是由于给定的水体大或水相相对渗透率偏大造成了前期含水偏高,而随着注水开发的进行,如果给定的原油黏度过小或水相相对渗透率偏小,必然导致含水偏低。

### 4. 历史拟合中的难点

(1) 见水时间,偏早或偏晚;

(2) 含水“漏斗”,指含水突然下降或上升,一般认为是由补孔改层或水驱前缘突破造成的;

(3) 前高后低或前低后高现象,往往前期拟合上了,后期拟合得更差,或后期拟合上了,前期拟合得更差,即所谓的“跷跷板”现象;

(4) 拟合指标之间的干扰,如在拟合含水时,参数的调整可能会对已经拟合好的压力产生影响。

### (五) 历史拟合标准

通过拟合的四个误差特征值分析,建立拟合标准,提高拟合精度。

#### 1. 历史拟合的四个误差特征值

(1) 正向最大相对误差,取所选时间点中正向相对误差的最大值,表征计算值与实际值正向的最大偏离程度;

(2) 负向最大相对误差,取所选时间点中负向相对误差绝对值的最大值,表征计算值与实际值负向的最大偏离程度;

(3) 相对误差平均值,取所选时间点相对误差绝对值的平均值,表征计算值与实际值总体上的相对偏离程度;

(4) 绝对误差标准偏差,取所选时间点绝对误差平方的平均值的二次方根,表征计算值与实际值总体上的绝对偏离值。

## 2. 历史拟合标准

由于拟合指标在不同的开发阶段,具有不同的变化规律,拟合的标准不是唯一的,也不是一成不变的,而是随着不同的油藏类型、不同的开发阶段变化(表4-6)。而且在不同的开发阶段,结合指标的变化规律,使用不同的误差特征值组合,确定拟合的标准。如区块压力指标拟合标准为正向最大相对误差小于10%并且负向最大相对误差小于10%并且相对误差平均值小于5%,不使用绝对误差进行控制。由于不同的油藏,压力范围差别较大,难以用绝对误差标准偏差来判别拟合的质量;区块含水指标中低含水期的拟合标准为绝对误差标准偏差小于0.05,不使用相对误差进行控制,在中低含水期,当实际含水为0.01,而计算含水为0.03时,相对误差为300%,但绝对误差仅为0.02,显然,此时,难以用相对误差来判别拟合的质量。

表4-6 不同开发阶段的历史拟合标准

指标	区块指标拟合标准					单井指标拟合标准			
	压力	采出程度	含 水			累计产油	含 水		
			中低含水期	高含水期	特高含水期		中低含水期	高含水期	特高含水期
误差特征值									
正向最大相对误差（%）	<10			<10	<5	<10		<15	<10
负向最大相对误差（%）	<10			<10	<5	<10		<15	<10
相对误差平均值（%）	<5			<5	<2	<5		<8	<5
绝对误差标准偏差（%）		<0.5	<0.05				<0.1		
说明：含水以拟合高含水期和特高含水期为主									

## 三、剩余油定量表征指标

剩余油计算与分析是精细数值模拟的目的,全方位、多指标的剩余油定量描述对实施油水井挖潜措施、提高采收率具有重要的意义。

精细数值模拟对油藏进行全方位、多指标的剩余油定量描述,主要包括不同小层、不同时间单元的剩余油饱和度、剩余可动油饱和度、剩余储量丰度、剩余可采储量丰度、采出程度、含水、剩余油饱和度与剩余储量综合分布、剩余油潜力井层计算与分析等剩余油定量描述指标。对这些成果进行综合分析将为准确地寻找剩余油富集区奠定基础。

剩余油饱和度分析:在平面上对各小层、各个砂体、不同的构造位置、不

同的沉积微相的剩余油饱和度进行分析,找出剩余油饱和度富集区,提出相应的调整挖潜措施,提高采收率。

**剩余可动油饱和度分析:**考虑到残余油饱和度,进一步对各小层、各个砂体的剩余可动油进行分析,为注采井网调整或三次采油提供依据。

**剩余储量分析:**综合考虑油饱和度、有效厚度、孔隙度、体积系数、原油密度,从平面上对各小层、各个砂体的剩余储量进行分析,指出剩余油富集区。

**剩余可动储量分析:**在剩余储量分析的基础上,考虑残余油,进一步对各小层的剩余可动储量进行分析,为注采井网调整或三次采油提供更全面的依据。

**采出程度分析:**从平面上对各小层采出程度进行分析,指出采出程度低的部位,从反面对剩余油进行研究。采出程度的分布也反映了局部井网的完善程度或该局部区域的渗透性。

**剩余油饱和度和剩余储量综合分析:**综合考虑二者因素对剩余油分布的影响,通过综合研究,对各小层的挖潜能力将有一个更全面、更直观的认识,为进行综合措施的研究提供更有利的依据。

**小层井点的剩余油分析:**通过对每口井每个小层剩余油的定量计算,可以分析每口井的生产情况,找出剩余油饱和度较高及未动用的潜力小层,再结合平面井网的现状,可以实施补孔改层、注采调配等挖潜措施。

如在孤东油田七区西的剩余油描述中,采用精细数值模拟定量计算了四套层系 27 个时间单元的 8 项剩余油描述指标,找出了具体的剩余油富集井层,为实施新井挖潜和老井综合治理措施提供了有利的依据。图 4-12、图 4-13、图 4-14、图 4-15 展示的是其中一个小层的四种主要成果图件,表 4-7 是部分单井单层的剩余油指标计算成果表。

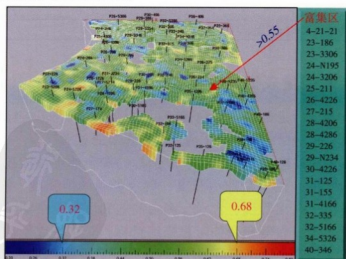


图 4-12 孤东七区西 6<sup>2</sup> 层剩余油饱和度分布图

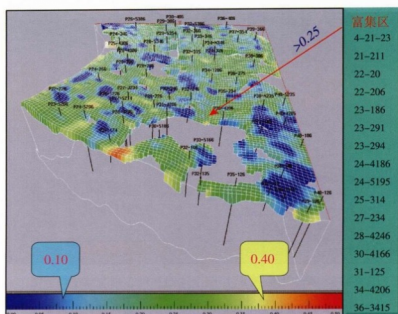


图 4-13 孤东七区西 6<sup>2</sup> 层剩余可动油饱和度分布图

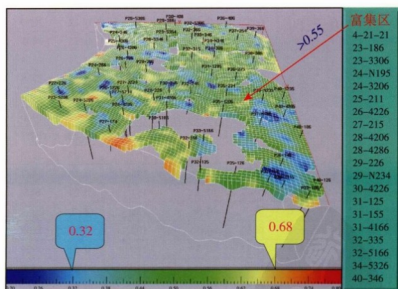


图 4-14 孤东七区西 6<sup>2</sup> 层剩余储量丰度

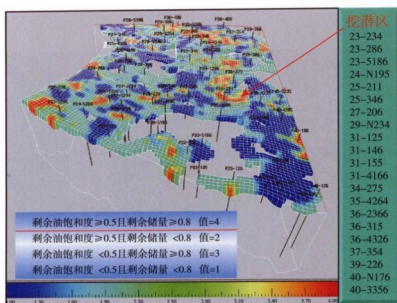


图 4-15 孤东七区西  $6^2$  层剩余油饱和度、剩余储量综合图

表 4-7 孤东油田七区西部分单井剩余油指标计算成果

序号	井名	层位	有效厚度 (m)	原始含油饱和度	剩余油饱和度	剩余储量丰度 ( $\times 10^4 \text{ t/km}^2$ )	采出程度	渗透率 (mD)	射孔	富集成因
1	G07-23-5186	$6^2$	6	0.73	0.57	106	0.22	2030	1	1
2	G07-31-4166	$6^2$	6	0.74	0.63	111	0.15	3805	0	2
3	G07-27-206	$6^2$	10.5	0.73	0.58	178	0.21	1514	1	5
4	G07-27-215	$6^2$	6.9	0.74	0.64	133	0.14	3935	1	5
5	G07-26-4226	$6^2$	8.3	0.71	0.62	155	0.13	1508	1	5
6	G07-23-246	$6^2$	5.6	0.78	0.59	100	0.24	1946	0	4
7	G07-23-X5286	$6^2$	7.7	0.73	0.57	136	0.22	1937	0	12
8	G07-39-226	$6^{2+}$	6.1	0.72	0.56	103	0.22	1573	1	2
9	G07-23-286	$6^2$	7.1	0.73	0.6	136	0.18	2447	0	12
10	G07-35-4264	$6^2$	10	0.67	0.51	154	0.24	846	0	25
11	G07-36-315	$6^2$	7.6	0.7	0.56	136	0.2	2354	1	5
12	G07-25-346	$6^2$	6.2	0.67	0.56	102	0.16	1803	1	4
13	G07-36-366	$6^2$	6.4	0.72	0.57	110	0.21	2999	1	2
14	G07-37-354	$6^2$	8.6	0.63	0.5	130	0.21	1520	1	4
15	G07-36-375	$6^2$	7.4	0.65	0.53	118	0.18	1667	0	2
16	G07-32-395	$6^2$	7.9	0.75	0.57	132	0.24	1427	1	4
17	G07-35-386	$6^2$	12.1	0.73	0.56	210	0.23	2170	1	2
18	G07-29-405	$6^2$	8.3	0.73	0.56	140	0.23	2126	1	4



序号	井名	层位	有效厚度 (m)	原始含油饱和度	剩余油饱和度	剩余储量丰度 ( $\times 10^4 \text{ t/km}^2$ )	采出程度	渗透率 (mD)	射孔	富集成因
19	G07-24-4186	6 <sup>3</sup>	6.4	0.75	0.59	111	0.21	5941	0	12
20	G07-25-N186	6 <sup>3</sup>	7.4	0.73	0.65	141	0.11	1984	1	2

注：表中“富集成因”栏数字含义：1—断层附近，2—构造高部位，3—未动用，4—井网不完善，5—原始储量。

依据数模计算结果对孤东油田七区西的剩余油分布状况进行综合分析，剩余含油饱和度大于50%、剩余可采储量丰度大于 $0.8 \times 10^4 \text{ t/m}^2$ 的井区557个，其中4<sup>1</sup>—5<sup>1</sup>层系138个，5<sup>4</sup>—6<sup>1</sup>层系165个，6<sup>2</sup>+6<sup>5-8</sup>、6<sup>3+4</sup>层系254个。总剩余可采储量为 $665.7 \times 10^4 \text{ t}$ ，平均每个井区的剩余油饱和度为60%，剩余可采储量 $1.2 \times 10^4 \text{ t}$ （表4-8）。

表4-8 数值模拟剩余油富集井区统计表 ( $S_o > 50\%$ )

层位	挖潜区数	有效厚度 (m)	原始油饱和度	剩余油饱和度	剩余可采储量 ( $\times 10^4 \text{ t}$ )	采出程度
42	14	4.89	0.71	0.61	13.06	0.14
43	24	4.79	0.73	0.65	22.66	0.11
44	35	4.89	0.71	0.61	32.42	0.14
45	45	5.34	0.74	0.61	45.75	0.17
51	18	5.02	0.74	0.67	18.17	0.09
54	85	6.74	0.72	0.58	101.87	0.19
55	40	5.52	0.73	0.60	40.20	0.18
61	43	5.20	0.73	0.62	41.83	0.16
62	48	7.22	0.71	0.58	61.43	0.18
63	61	7.62	0.71	0.57	80.14	0.19
64	100	8.33	0.72	0.59	150.34	0.19
65	40	7.70	0.69	0.57	53.09	0.18
66	4	6.55	0.69	0.60	4.77	0.13
合计	557	6.14	0.72	0.60	665.73	0.16

关于剩余油富集区的整体描述，在常规精细油藏描述研究中只是进行了定性的表述，比如说剩余油富集区位于断层附近、注采系统不完善区域、砂体边缘、小砂体、窄条带等地区，而具体的“量”是多少，没有进行深入研究。

在七区西精细油藏描述中，采用数值模拟方法对剩余油富集区进行了定量的统计和分析，统计剩余油饱和度大于60%的小层有15个，井区164个，剩余可采储量 $167.2 \times 10^4 \text{ t}$ ，并按照不同的富集类型进行了定量统计（表4-9）。

表 4-9 剩余油富集区剩余可采储量分类统计表

分类 层位	总井 区数	剩余可 采储量 小计 ( $\times 10^4$ t)	断层附近		砂体边缘(井网不完善)		小砂体		井网较完善		与七区中交界处	
			井区数	剩余可采储量 ( $\times 10^4$ t) (%)	井区数	剩余可采储量 ( $\times 10^4$ t) (%)	井区数	剩余可采储量 ( $\times 10^4$ t) (%)	井区数	剩余可采储量 ( $\times 10^4$ t) (%)	井区数	剩余可采储量 ( $\times 10^4$ t) (%)
42	2	3.43	0	0.0	1	2.12	61.8	1	1.31	38.2	0	0.0
43	7	6.67	0	0.0	4	2.73	40.9	3	3.94	59.1	0	0.0
44	6	12.09	1	3.74	5	8.35	69.1	0	0	0.0	0	0.0
45	12	11.77	1	0.77	9	9.14	77.7	2	1.86	15.8	0	0.0
51	9	10.35	0	0.0	0	0	0.0	9	10.35	100.0	0	0.0
54	26	21.07	9	9.07	11	9.16	43.5	0	0	0.0	3	1.85
55	9	6.69	2	1.91	5	2.91	43.5	0	0	0.0	2	1.87
61	11	10.87	1	1.88	10	8.99	82.7	0	0	0.0	0	0.0
62	17	20.72	5	1.58	8	12.6	60.8	0	0	0.0	3	5.05
63	15	16.76	4	1.49	8.9	1.87	11.2	2	0.66	3.9	6	11.9
64	37	38.24	7	6.1	16.0	9.53	24.9	0	0	0.0	18	22.6
65	7	2.93	1	0.7	23.9	6	2.23	76.1	0	0.0	0	0.0
66	1	0.53	1	0.53	100.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0.0
67	2	3.93	0	0	1	0.35	8.9	1	3.58	91.1	0	0.0
68	3	1.19	0	0.0	0	0	0.0	3	1.19	100.0	0	0.0
合计	164	167.2	32	27.8	74	69.98	41.8	21	22.89	13.7	32	43.2
											5	3.37
												2.0

### 第三节 剩余油三维定量表征系统

目前精细油藏数值模拟软件虽然在剩余油定量计算方面具有强大的优势,但在后处理和剩余油定量统计分析方面仍存在不足,主要体现在以下三个方面:

一是目前数值模拟后处理进行剩余油定量统计分析的功能相对较少,不能满足油藏工程师需要;

二是精细油藏描述及剩余油分布研究的成果没有形成统一的网格数据体,其成果的综合性、可操作性和延续性较差;

三是储层参数解释成果和剩余油定量描述指标多是在工作站上进行统计分析,不利于在现场推广应用。

针对以上存在的问题,研制了剩余油三维定量表征软件系统,该软件系统以精细油藏数值模拟的动静态原始数据场和计算的成果数据场为基础,通过对这些数据场关键字的深入解剖,转换成油藏剩余油三维定量表征软件系统能够识别的数据格式,并在微机上实现了动、静态油藏地质参数的网格数据一体化,实现了油藏任意时刻、任意闭合区域内储层参数和剩余油描述指标的定量计算和统计分析。

#### 一、软件开发方法

运用软件工程的概念、原理、技术和方法来开发与维护软件,软件工程采用生命周期法从时间角度对软件开发和维护的复杂问题进行分解,把软件的生命周期依次划分为若干个阶段,每个阶段有相对独立的任务,然后逐步完成每个阶段的任务。软件生命周期一般由软件定义、软件开发和软件维护三个时期组成,每个时期又进一步划分成若干个阶段。软件定义时期通常进一步划分为三个阶段,即问题定义、可行性研究和需求分析,一般由系统分析员完成。软件开发通常由四个阶段组成:总体设计、详细设计、编码和单元测试、综合测试,前两个阶段又称为系统设计,后两个阶段又称为系统实现。软件维护时期的主要任务是使软件持久地满足用户的需要。具体地说,当软件在使用过程中发现错误时应该加以改正,当环境改变时应该修改软件以适应新的环境,当用户有新要求时应该及时改进软件以满足用户的新需要。生命周期法用瀑布模型表示,如图4-16所示。

剩余油三维定量表征软件系统以数值模拟建立的动静态原始数据场和计算的成果数据场为基础,通过数据场格式的转换,形成油藏剩余油三维定量表征软件系统能够识别和任意调用的数据格式,进行各种图件的自动绘制及剩余油

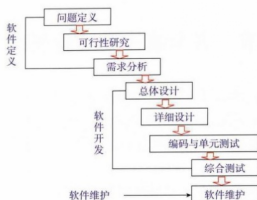


图 4-16 瀑布模型框图

的定量计算和统计分析。首先对 VIP 和 ECL 两种数值模拟软件计算的成果数据场在微机上格式转换，形成该软件能够接受的标准、统一的数据场，并进行网格细化，形成网格数据体；然后对细化的网格数据体进行油藏地质参数的计算及各种等值线图、彩色填充图、三维立体图、剖面图和曲线图的绘制；最后进行油藏储层参数和剩余油指标的定量统计与分析，实现全油藏、单井单层、任意闭合区域的孔隙度、渗透率、原始含油饱和度、地质储量、剩余可采储量、剩余油饱和度、剩余可动油饱和度及含水等动态指标的定量计算和自动统计，真正达到储层参数和剩余油描述指标的定量化、动态化、可视化（图 4-17）。



图 4-17 三维定量动态分析软件工作流程

另外，该软件还能调入 VIP、ECL 两种数值模拟软件调参前的储层参数场，并与调参后的储层参数场进行对比分析，从而确切了解数值模拟参数调整的程度及主要的调整区域和调整层位。

## 二、软件系统主要功能

### （一）数据格式转换功能

利用三维定量动态分析软件中的接口程序实现对 Eclipse 和 VIP 等数值模拟软件计算的结果数据进行格式转换,形成了三维定量动态分析软件所需要的标准统一的细化数据集合,其中包括了场数据体以及动态数据体。根据剩余油定量描述的需要,在坨 142 油藏模型的转换中,将数值模拟数据体的网格精度由 30m 细化到 10m,从而进一步提高了剩余油定量描述及统计的精度(图 4-18)。

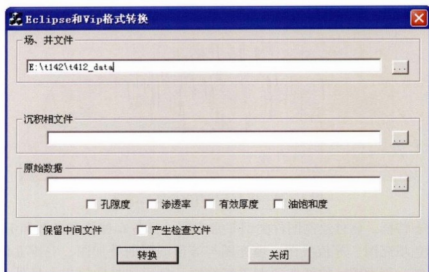


图 4-18 数值模拟成果转换界面

坨 142 油藏厚油层发育,在实际开发过程中,层内夹层以及韵律性影响控制剩余油的分布,将建立的油藏地质模型和数值模拟模型进行转换,导入到三维定量动态分析软件,从而利用该软件进行地质特征分析、剩余油描述,方便快捷。

### （二）图形显示表征功能

三维定量动态分析软件具有三维模型集成表征功能,它是针对油藏工程研究工作和动态管理可视化的需要进行设计的,其目标是实现油藏一体化最终研究成果的全方位展示及描述,实现描述指标参数丰富齐全、显示速度快,操作简捷、全方位图形展示与数据指标同时显示(图 4-19、图 4-20)。

在三维表征的同时,软件具备油藏地质参数及动态参数的二维表征技术,可以对细化的网格数据体进行油藏地质参数的计算及各种等值线图、彩色填充图、剖面图的绘制,即二维表征技术可以细分到韵律层甚至纵向划分网格分析

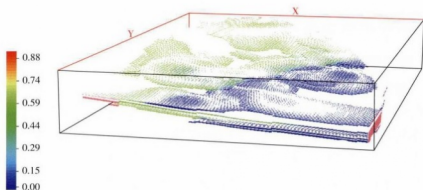


图 4-19 坨 142 块剩余油饱和度叠加图

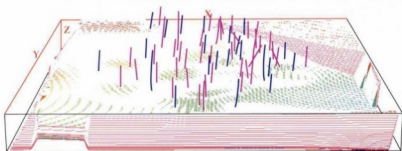


图 4-20 坨 142 块有效厚度三维图

油藏动静态特征。软件绘制图件类型非常丰富,具备 6 种静态参数和 11 种动态参数的彩色填充图、等值线图、填充图与等值线图的叠加图、三维立体图、立体等值线图、剖面图,均能按比例进行绘制、显示和打印输出;另外,还能绘制含水柱状图、累计油水饼状图以及各种井数据曲线图(图 4-21)。

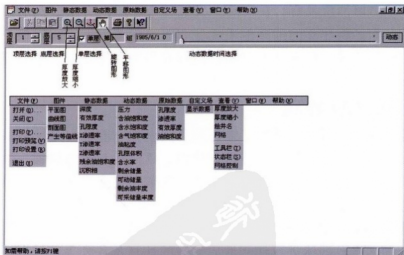


图 4-21 三维定量动态开发分析软件功能菜单系统图

彩色分布图是常用功能,自动绘制小层的动静态参数和剩余油指标的平面彩色分布图,并能按比例进行文件保存或打印输出。

填充等值线图是指在平面彩色分布图的基础上,叠加绘制该参数的等值线。由于该图综合考虑了视觉效应和数字效应,因此,对于研究分析人员具有更强的操作性,也更具有实际的应用价值。

等值线图可以直观地表征油藏参数在油藏平面上的分布特征,满足报告附图及矿场研究人员应用的需要。

叠加等值线图是以任一种参数的彩色分布图为基础,根据剩余油综合分析的需要,在该图上叠加另一种参数的等值线图。例如可在有效厚度彩色分布图上叠加含油饱和度、剩余储量、可动储量、渗透率等多种参数的等值线。该项功能的设计和研究成果,极大地提高了油藏参数场图识别的直观性和方便性,提高工作效率。

含水分布柱状图能直观地反映不同时期平面上每口井的含水分布状况;累计产油、产水饼状图可直观反映不同时期每口油水井平面生产状况。

生产动态指标曲线表征,可以绘制区块及油水井的累计、瞬时曲线图,分析不同时期区块及油水井的生产状况。在曲线表征中一是绘图的小层、井号及参数可以任意选择;二是绘图参数的 $X$ 、 $Y$ 坐标可以任意选择,曲线的条数、绘图的时间段可以任意选择;三是曲线图中的字体大小、字型、曲线的线型、颜色等均可自行选择,方便了用户。

另外,软件具备自定义参数场计算功能,就是利用已有的常规动静态参数场进行组合计算,生成新的有地质意义的数据场,用户可自定义最多10个计算参数场。参数定义完成后,与其他参数一样具有统计、显示二维、三维图和绘制等值线等功能。例如要计算地层系数(KH)参数场,就是把渗透率参数场与有效厚度参数场相乘得到。自定义参数场的计算为油藏工程师进行油藏地质研究提供了更加丰富的手段,可以根据不同的油藏进行多种指标的计算和分析;同时,由于可以根据基础参数场灵活地进行计算,因此对一些非基础参数场数据不必进行保存,极大地节约了计算机的存储空间,方便了用户。

### (三) 剩余油定量描述功能

剩余油定量计算和统计分析是本软件系统的核心和最具创新的部分。该软件在精细数值模拟后处理的基础上,把油藏储层参数和剩余油描述指标有机地结合起来,对剩余油的定量计算和统计分析进行了进一步的深化和细化,进行多方面、全方位的剩余油定量描述;在微机实现了油藏任意时刻任意闭合区域、任意单井控制区域内的动静态参数的定量计算和综合分析。完备的图形与数据指标相结合分析油藏剩余油的技术,为油藏全方位、多指标定量描述剩

余油，精细刻画富集区提供了有效手段。

1. 剩余油定量综合描述

1) 油藏三维剩余油动态描述

利用三维定量动态分析软件系统，结合精细数值模拟研究得到的数据体，能够轻便快捷地实现油藏从开发初期到目前开发状态下不同时期的剩余油指标的三维数据体及对应的相关模型，可以清晰地看到不同时期剩余油指标的变化，并可以得到相应的开发指标。图 4-22 为坨 142 厚油层油藏三维剩余油饱和度变化情况。

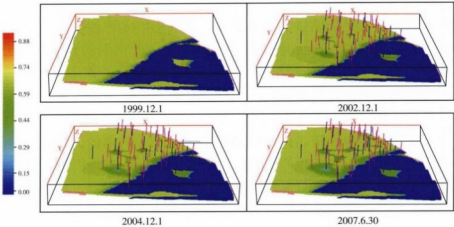


图 4-22 坨 142 厚油层油藏三维含油饱和度分布图

2) 分小层剩余油定量描述

根据三维定量动态分析软件，对坨 142 厚油层油藏的剩余油指标进行动态描述，可以得到分小层的动态剩余油分布结果。同样，也得到了目前开发状况下的剩余油各项指标汇总结果（表 4-10）。

表 4-10 坨 142 厚油层油藏分层系剩余油定量描述表

层系	累计产油 ( $\times 10^4\text{t}$ )	累计产水 ( $\times 10^4\text{m}^3$ )	累计注水 ( $\times 10^4\text{m}^3$ )	采出程度 (%)	综合含水 (%)	可采储量 ( $\times 10^4\text{t}$ )	剩余可采储量 ( $\times 10^4\text{t}$ )
15 <sup>(1+2)</sup>	168.6	273.5	447.1	20.7	86.9	268	99.4
15 <sup>3</sup>	33.3	57.4	85.5	18.2	80.6	70.1	36.8
15 <sup>1-6</sup>	13.2	5.1	0.0	8.3	37.4	50.5	37.3
合计	215.0	335.9	532.6	17.0	84.0	388.6	173.6

利用软件系统对坨 142 块分小层统计分析区块剩余油分布状况，剩余可采储量大于  $10 \times 10^4\text{t}$  的韵律层有 15<sup>21</sup>、15<sup>22</sup>、15<sup>23</sup>、15<sup>24</sup>、15<sup>31</sup>、15<sup>32</sup>、15<sup>51</sup>，是区块的主力小层，采出程度高，水淹程度高，但由于其有效厚度大，剩余可采储量



丰度依然比较高, 仍然是区块今后的主要挖潜对象。而非主力小层采出程度低, 剩余油饱和度高, 但其小层数目多, 剩余油相对分散, 仍需要针对其注采井网完善状况和储量动用状况精细开发, 实现区块的均衡采出 (表 4-11)。

表 4-11 坨 142 块分小层剩余油指标定量描述表

层 系		累计产油 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	累计产水 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	累计注水 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	采出程度 (%)	储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	综合含水 (%)	可采储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	剩余可 采储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )
15 <sup>1</sup>	15 <sup>11</sup>	9.5	9.4	15.1	17.5	48.0	82.6	13.2	3.7
	15 <sup>12</sup>	10.6	3.9	10.2	23.0	40.0	76.8	12.2	1.6
	小计	20.1	13.3	25.2	22.8	88.0	79.0	25.4	5.3
15 <sup>2</sup>	15 <sup>21</sup>	91.1	183.2	269.1	23.7	400.0	89.7	125.2	34.1
	15 <sup>22</sup>	45.2	75.8	122.7	21.2	212.0	86.6	65.6	20.4
	15 <sup>23</sup>	21.9	8.7	20.7	17.4	125.0	63.8	44.2	22.3
	15 <sup>24</sup>	6.1	5.3	9.2	9.1	69.0	75.0	22.6	16.5
	小计	164.3	272.9	421.7	20.4	806.0	87.0	257.6	93.3
15 <sup>3</sup>	15 <sup>31</sup>	27.7	47.6	71.0	21.7	108.0	84.9	45.6	17.9
	15 <sup>32</sup>	6.6	12.6	13.5	14.5	57.0	75.9	16.8	10.2
	15 <sup>33</sup>	1.8	0.5	1.1	7.2	24.0	0.0	4.8	3.0
	小计	36.1	60.7	85.7	21.9	165.0	80.0	67.2	31.1
15 <sup>4</sup>	15 <sup>41</sup>	0.4	0.0	0.0	1.4	28.0	29.4	6.2	5.8
	15 <sup>42</sup>	0.9	0.0	0.0	8.5	12.0	1.1	2.5	1.6
	15 <sup>43</sup>	0.7	0.0	0.0	6.3	12.0	3.2	2.8	2.0
	小计	2.0	0.0	0.0	3.9	52.0	26.0	11.4	9.4
15 <sup>5</sup>	15 <sup>51</sup>	10.8	4.9	0.0	15.4	70.0	46.2	25.2	14.4
	15 <sup>52</sup>	0.6	0.1	0.0	2.9	18.0	64.1	4.5	3.9
	小计	11.4	5.0	0.0	13.0	88.0	51.0	29.7	18.3
15 <sup>6</sup>		0.6	0.0	0.0	1.9	43.0	2.4	8.2	7.6

## 2. 任意条件下的剩余油定量描述

根据剩余油挖潜的需要, 三维定量动态分析软件能够实现不同组合条件下的剩余油潜力区定位及各项指标定量统计分析, 可以显示并统计在指定剩余油饱和度范围内的可动剩余油饱和度、剩余储量、剩余可动储量等 (图 4-23、图 4-24)。

## 3. 任意闭合区域 (注采井组) 剩余油定量描述

选择任意闭合区域 (注采井组), 就可以自动计算出所需要的油藏的动静态

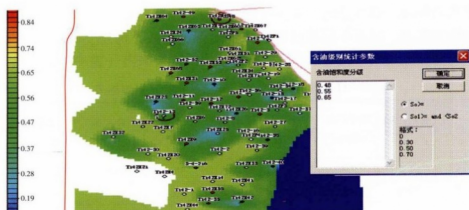


图 4-23 坨 142 块厚油层油藏不同含油级别剩余油分布状况统计

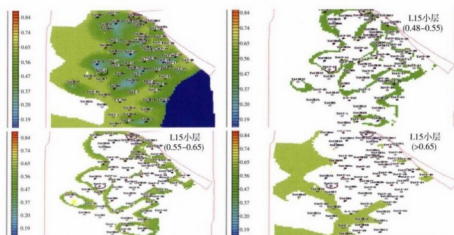


图 4-24 坨 142 块厚油层油藏不同剩余油饱和度级别分布图

参数，即自动统计任意闭合区域内一个小层或多个小层不同时期的油藏储层参数和剩余油描述指标，并进行定量计算和显示，为分析油藏特征、实施挖潜措施提供重要依据。

任意闭合区域的选择及区域内各项参数指标的分层及合计统计结果见图 4-25、图 4-26。

#### 4. 单井控制区域（井点）剩余油定量描述

三维定量动态分析软件不但可以统计任意闭合区域的各项剩余油指标，而且可以实现单井控制区域（井点）各项油藏指标的便捷统计。单井区域统计主要是对每口井控制区域内的油藏动静态参数进行定量计算和统计分析，定量表征每口井不同时期的生产动态、储层参数及储量状况，还可定量表征该井钻遇的每个小层的油藏参数。主要可以实现油井综合指标和油井单层指标的计算分析，如图 4-27 所示。

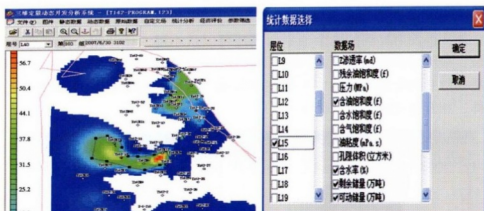


图 4-25 单层自定义闭合区域及参数选择对话框

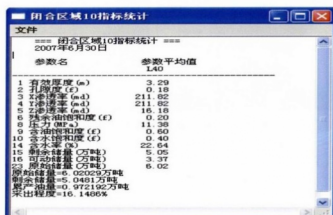


图 4-26 自定义区域分层及合计各项参数指标

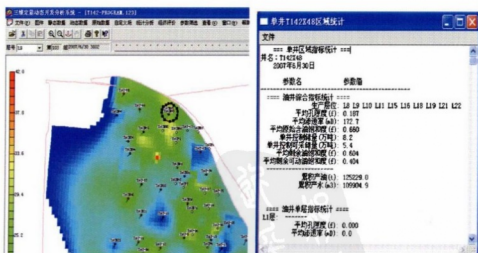


图 4-27 单井控制区域分层及合计各项参数指标图

## 5. 任意网格剩余油定量描述

正如在前面所提到的剩余油平面描述可以从小层、任意闭合区域到单井控制区域，最终可以精细到任意网格。网格数据定量表征功能实现了任意网格油藏地质参数和剩余油指标的定量描述和显示，达到了图形和数据紧密结合，浑然一体，相互补充的需要（图4-28）。

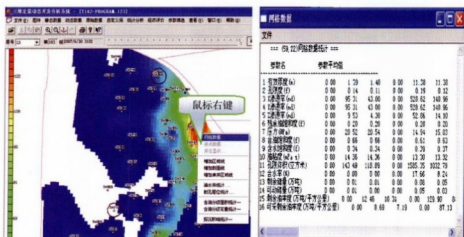


图4-28 任意网格油藏地质参数与剩余油指标显示图

## 第五章 剩余油潜力分析

剩余油潜力分析就是以油藏数值模拟结果为主,结合油水井动态资料、测井资料、检查井资料进行大量的统计分析,研究油藏平面、层间、层内剩余油分布规律,寻找剩余油富集区,明确调整挖潜方向。

### 第一节 剩余油富集区筛选标准

通过制定剩余油富集区标准,可以使剩余油潜力区的定量定位统计工作具有针对性和有效性,为不同类型挖潜措施的实施提供准确依据。油藏类型及油藏开发现状不同,剩余油潜力区标准的制定也有所不同。本节以坨 142 块为例介绍剩余油富集区的筛选标准。

#### 一、剩余油饱和度标准确定

根据坨 142 块数值模拟历史拟合的相对渗透率曲线,利用分流量方程计算不同含水饱和度下的含水率(图 5-1),含油饱和度为 0.55 时含水率为 50%,含油饱和度为 0.5 时含水率为 75%,含油饱和度为 0.45 时含水率为 90%,考虑

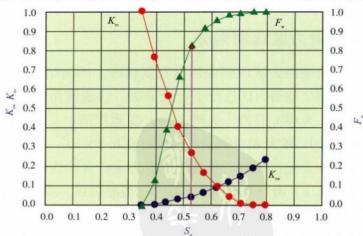


图 5-1 坨 142 块分流量曲线

该块目前单井初期含水及目前区块整体含水状况（80%），确定剩余油富集区含油饱和度界限值为 0.48。从而确定含油饱和度大于 0.48 的井区为剩余油挖潜潜力区。

## 二、剩余可采储量标准确定

从剩余油挖潜角度来说，单纯根据剩余油饱和度确定油藏潜力区很难反映油藏潜力区实际潜力大小，需要结合剩余潜力区的剩余可采储量分析，两者有效结合，就可以最终确定剩余油潜力区的划分标准。建立不同油价整装油藏老区新井经济极限累计产油量图版，确定经济剩余可采储量标准。当油价为 50 美元/bbl 时，坨 142 块（油层中深 2400m）单口直井控制的剩余可采储量一般要大于 5000t；水平井控制的剩余可采储量一般取直井的 2 倍（图 5-2）。

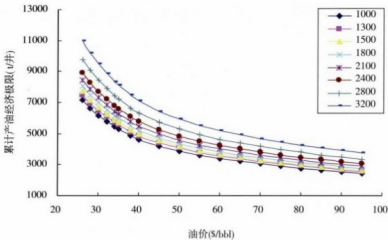


图 5-2 整装老区新井经济极限累计产油图版

## 三、剩余油潜力区级别划分

根据确定的剩余油潜力区的剩余油饱和度标准，同时结合潜力区单井剩余可采储量状况，对剩余油潜力区进行了合理分级。含油饱和度大于 0.48 且单井剩余可动储量大于  $1 \times 10^4$ t 的为一类潜力区，实施挖潜时主要以水平井挖潜为主；含油饱和度大于 0.48 且单井剩余可动储量在  $0.5 \times 10^4 \sim 1 \times 10^4$ t 的为二类潜力区，实施挖潜时主要完善井网、新直井挖潜为主；含油饱和度大于 0.48 且单井剩余可动储量在  $0.1 \times 10^4 \sim 0.5 \times 10^4$ t 的三类潜力区，实施挖潜时主要以补孔改层、堵水调剖等措施为主。

综合分析坨 142 块沙二 15 砂层组 20 个沉积时间单元，统计潜力区 57 个（表 5-1），其中剩余可动储量大于  $1 \times 10^4$ t 的井区 17 个，剩余可采储量合计

$76.5 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 5-1 坨 142 块剩余油潜力井区统计表 ( $S_o > 0.48$ )

剩余可采储量分级 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	潜力区 个	原始储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	剩余储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	剩余可采储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	有效厚度 (m)	剩余油饱和度	含水率 (%)	采出程度 (%)
> 1	17	374	329.12	76.5	6.8	0.564	47.1	12
0.5 ~ 1	21	42.9	38.7	13.8	4.7	0.537	53.2	8.9
0.1 ~ 0.5	19	20.17	17.98	6.46	3.2	0.501	62.4	15.5
总计	57	437.07	385.8	96.76	4.9	0.534	54.2	12.1

根据剩余油潜力区筛选结果,在坨 142 块沙二段 15 砂层组 2 小层细分的 4 个韵律层中部署了 7 口水平井,目前已完钻 4 口,投产 3 口,待投 1 口。从完钻井看,水平井钻遇油层分布稳定,含油性好,产量较高。3 口水平井目前平均日产液 38.7t,平均日产油 22.7t,含水 47.8%,其中针对沙二段下亚段 15<sup>23</sup> 韵律层调整的坨 142—平 10 井于 2008 年 6 月底投产,目前日产液 28.4t,日产油 27t,含水仅为 4%,日产油是同层直井的 2 倍以上。根据目前投产情况,7 口水平井年增产能  $3.4 \times 10^4 \text{t}$ 。开发指标预测提高采收率 3.1%,新增可采储量  $24.8 \times 10^4 \text{t}$ 。

## 第二节 剩余油潜力分析

剩余油开发潜力研究是层系井网重整的基础和保障,剩余油认识的精细程度,直接影响层系井网重整的开发效果以及开发指标的预测精度和可信度。研究主要以油藏数值模拟结果资料和取心井资料、饱和度监测资料、近年新井测井资料及投产效果等为基础,分析剩余油在层间、层内、平面分布规律,为层系井网重整奠定基础。

本节以埕东油田东区试验区为例,介绍剩余油分布规律的研究流程和方法。

### 一、典型单元概况

埕东油田 1974 年投入开发,整个油田被一条二级正断层分为东西两个区,

其中埕东东区馆上段含油面积  $13.9\text{km}^2$ ，地质储量  $3136 \times 10^4\text{t}$ ，是埕东油田的主力开发区块。

自投入开发以来，埕东东区经历了产能建设、层系调整井网加密、细分层系高产稳产、强注强采、特高含水后期综合调整五个阶段，油田高速高效开发取得了很好的效果。到2010年12月，埕东东区馆上段开油井95口，单井日产液水平297.6t，单井日产油3.89t，综合含水98.7%，累计产油  $1856.8 \times 10^4\text{t}$ ，采出程度59.2%，开水井81口，单井日注  $369.6\text{m}^3$ ，累计注采比1.03，地层总压降0.03MPa，综合递减-0.72%。

2007年11月，在埕东东区油井间（非主流线）打了一口密闭取心井埕7—检9井，依据密闭取心井岩心观察及分析结果，结合动态监测资料、矿场挖潜资料表明，特高含水后期仍然存在剩余油富集区。

根据储层发育状况、储量规模、注采井网状况等选择的典型区域（试验区）位于构造高部位，构造高点位于埕8—81井附近。试验区油藏埋深1155~1200m，地层倾角  $1^\circ \sim 2^\circ$ ，构造平缓，内部构造简单，区内储层较为发育，油层厚度大，砂体连片分布且储层连通性较好。目的层位馆陶组  $2^3-3^4$ ，为辫状河沉积，储层主要发育河心沙坝和辫状河道微相，为高孔、高渗储层。

选择的典型区域含油面积  $1.63\text{km}^2$ ，地质储量  $697 \times 10^4\text{t}$ 。截至2008年12月，投产采油井44口，开油井27口，投产注水井36口，开水井27口。平均单井日产液水平270t，平均单井日产油水平5.0t，综合含水98.1%，累计采油  $321 \times 10^4\text{t}$ ，采出程度46.1%，平均单井日注水平  $252\text{m}^3$ 。井网形式大致为“四排水井、三排油井”的行列井网。

## 二、剩余油潜力分析

通过对试验区的油藏数值模拟研究，结合取心井资料和动态监测资料，对平面、层间、层内剩余油的开发潜力进行了研究与分析。

### （一）层间剩余油

层间不同物性的各小层水淹差异明显，剩余油普遍分布，局部富集（图5-4）。高渗透的主力层水淹严重，驱油效率高；物性较差的非主力层和主力层的顶部韵律段水淹相对较弱，驱油效率低、剩余油富集。位于辫状河道边缘的非主力薄层，物性较差，注采对应率低，水淹程度较低，剩余油潜力较大。物性相对较好的小层开发效果较好，说明在纵向上非均质性对剩余油起到一定的控制作用。





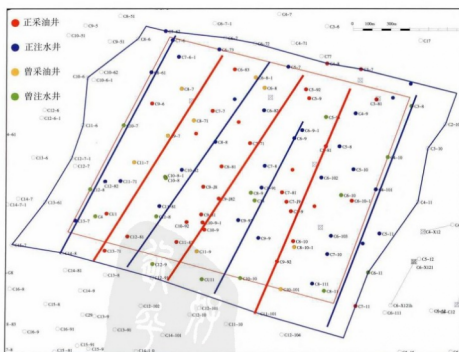
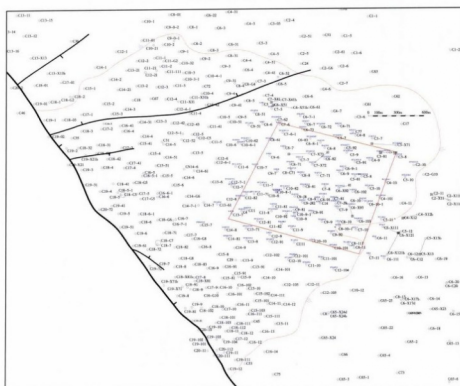


图 5-3 典型区域位置及生产井位示意图

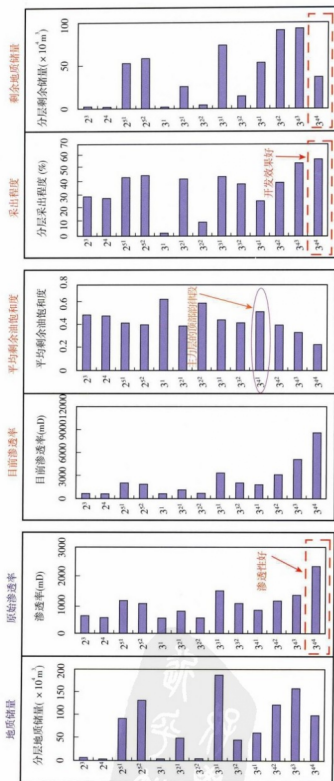


图5-4 纵向上各小层油藏地质及开发状况图

通过对取心井埕7-检9的分析也表明了上述层间剩余油分布规律, 平均剩余油饱和度 38.5%, 其中馆陶组 3<sup>32</sup> 剩余油饱和度高达 47.8%, 整体呈现剩余油普遍分布, 局部富集的特征 (图 5-5)。

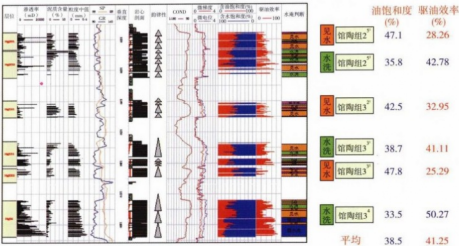


图 5-5 取心井驱油效率分析图

## (二) 层内剩余油

层内剩余油主要受夹层和韵律性的影响, 夹层主要有泥质夹层、灰质夹层和物性夹层三种, 韵律性主要有正韵律、反韵律和复合韵律三种。

### 1. 层内夹层控制的剩余油

层内夹层对剩余油的控制作用如图 5-6 所示。

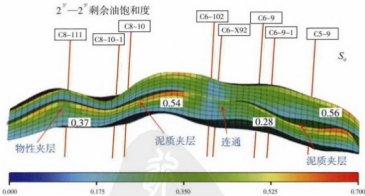


图 5-6 埕东东区馆陶组 2<sup>51</sup>—2<sup>53</sup> 层间夹层控制剩余油分布

### 1) 泥质夹层对剩余油的影响

试验区内泥质夹层发育稳定, 延伸长度大于 4 个井距, 超过 400m, 厚度一般 0.6 ~ 1m, 无渗透性, 分割性强, 是流体渗流的屏障, 上下分隔成两套独立

的注采系统。因而夹层上部水淹程度高，下部水淹弱，剩余油较富集。

2) 灰质夹层对剩余油的影响

试验区灰质夹层发育不稳定，延伸距离小于一个井距，厚度一般在 0.5m 左右，渗透率低，影响油水纵向上运移，夹层下部水淹程度高，上部剩余油富集。

3) 物性夹层对剩余油的影响

研究区内物性夹层发育不稳定，延伸距离小于一个井距，控油作用主要与  $K_{\text{夹层}}/K_{\text{储层}}$  有关， $K_{\text{夹层}}/K_{\text{储层}} < 0.2$  时，且储层为复合正韵律段，对局部剩余油起到控制作用，且分段水洗明显。夹层上下物性差异越大，驱油效率相差越大，剩余油富集程度差异也越大。

定量描述了三类夹层控制的剩余油分布，泥质夹层发育稳定、无渗透性，分割性强，夹层下部剩余油饱和度高；灰质夹层和物性夹层发育不稳定，纵向上影响油水运移，靠近夹层部位的剩余油相对富集（表 5-2）。

表 5-2 馆陶组各夹层对剩余油控制统计表

小层	夹层类型	个数	面积百分比 (%)	夹层上部含 油饱和度	夹层下部含 油饱和度	差值
2 <sup>5</sup>	泥质夹层	2	32.43	0.23	0.60	0.37
	灰质夹层	3	1.022	0.26	0.45	0.19
	物性夹层	3	5.620	0.31	0.40	0.09
3 <sup>3</sup>	泥质夹层	4	34.94	0.28	0.51	0.23
	灰质夹层	1	0.555	0.31	0.46	0.15
	物性夹层	3	2.488	0.36	0.41	0.05
3 <sup>41</sup> —3 <sup>42</sup>	泥质夹层	8	1.555	0.43	0.54	0.11
	灰质夹层	1	0.466	0.42	0.48	0.06
	物性夹层	5	9.107	0.42	0.45	0.03
3 <sup>42</sup> —3 <sup>43</sup>	泥质夹层	8	5.331	0.38	0.49	0.11
	灰质夹层	3	1.999	0.36	0.45	0.09
	物性夹层	7	16.215	0.36	0.41	0.05
3 <sup>43</sup> —3 <sup>44</sup>	泥质夹层	3	1.333	0.33	0.43	0.10
	灰质夹层	1	0.444	0.28	0.36	0.08
	物性夹层	6	21.502	0.27	0.34	0.07

2. 层内韵律性控制的剩余油

油藏经过长时期注水冲刷，层内非均质性在纵向上逐渐增强，形成明显的正韵律分布特征，剩余油主要分布在韵律层的上部。

如馆陶组 2<sup>5</sup> 层，在开发初期，平均渗透率为 1200mD，渗透率级差 1.2，到

2010 年，平均渗透率高达 2080mD，渗透率级差为 2.2，层内非均质性纵向上逐渐增强，韵律性更为显著（图 5-7）。

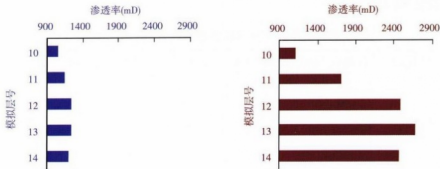


图 5-7 埕东东区馆陶组 2<sup>st</sup> 对应模拟层渗透率变化前后对比图

从馆陶组 2<sup>st</sup> 层剩余油饱和度剖面图可以看出，剩余油分布符合正韵律储层剩余油分布规律，表现出顶部剩余油富集（图 5-8）。

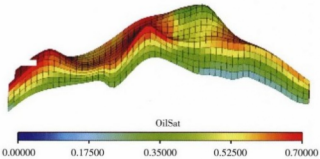


图 5-8 馆陶组 2<sup>st</sup> 层内韵律性控制剩余油纵向分布

同样正韵律层馆陶组 3<sup>rd</sup>，顶部剩余油明显相对富集（图 5-9）。顶部平均剩余油饱和度为 52.9%，而最底部剩余油饱和度仅为 20.3%，表现为顶部剩余油富集，底部水洗严重的特征。

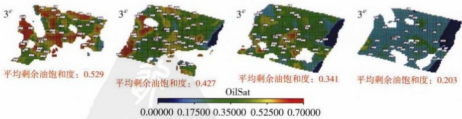


图 5-9 馆陶组 3<sup>rd</sup> 各韵律层饱和度图

无隔夹层控制的厚层正韵律段，下部物性好于上部，下部水洗较上部强，油层顶部剩余油相对富集。

统计了模型中 44 个模拟层（表 5-3），统计结果表明，韵律段上部平均剩余油饱和度 49.2%，韵律段中部平均剩余油饱和度 38.1%，韵律段下部平均剩余油饱和度 30.2%。

表 5-3 馆陶组各小层韵律段渗透率和剩余油饱和度统计表

小层	模拟层	渗透率 (mD)	含油饱和度	小层	模拟层	渗透率 (mD)	含油饱和度
2 <sup>3</sup>	1	544.78	0.523	3 <sup>11</sup>	1	1348.9	0.570
	2	680.4	0.280		2	2687.4	0.467
2 <sup>4</sup>	1	530.74	0.535		3	2798.6	0.375
	2	595.29	0.332		4	3987.6	0.312
2 <sup>51</sup>	1	1264.3	0.561		5	4231.6	0.252
	2	2310.2	0.456	3 <sup>12</sup>	1	1043.2	0.481
	3	2468.5	0.349		2	2154	0.449
	4	3640.1	0.273		3	2271	0.409
	5	3587.3	0.236		4	3281.6	0.370
2 <sup>52</sup>	1	1321.6	0.567	3 <sup>41</sup>	1	1812.5	0.621
	2	2160.1	0.440		2	3013.5	0.569
	3	2180.4	0.319		3	3703.56	0.520
	4	3192.7	0.246	3 <sup>42</sup>	1	2764.25	0.475
	5	3142.1	0.223		2	3987.55	0.412
3 <sup>1</sup>	1	526.1	0.680		3	4564.4	0.376
	2	529.32	0.680	3 <sup>43</sup>	1	3314	0.394
3 <sup>21</sup>	1	894.9	0.534		2	4791.5	0.330
	2	1356.8	0.358		3	4940.6	0.295
	3	1539.1	0.267		4	5794.4	0.244
	4	1965.4	0.235	3 <sup>44</sup>	1	6045.5	0.228
3 <sup>22</sup>	1	586.7	0.637		2	7675.1	0.217
	2	564.8	0.549		3	8751.2	0.212

### （三）平面剩余油

平面剩余油呈“普遍分布，局部富集”特征。从饱和度图明显可以看出，在砂体边部、井网不完善区域、小砂体剩余油相对富集。

平面上不同流线位置水淹状况及剩余油富集特点不同。

主流线注水波及状况好，厚油层除顶部剩余油富集外，整体水淹严重。例如，埕9-检82井的馆陶组3<sup>4</sup>层（图5-11），平面上位于主流线位置，水淹判



次主流线注水波及状况较好，厚油层除顶部剩余油富集外，整体水淹较为严重。例如，埕7-检9井的馆陶组3<sup>4</sup>层（图5-12），平面上位于靠近主流线的位置，水淹判断得知，该厚油层顶部水洗较弱，整体水淹较为严重，计算驱油效率值为50.27%，强水洗段厚度比例稍小，占46.75%。

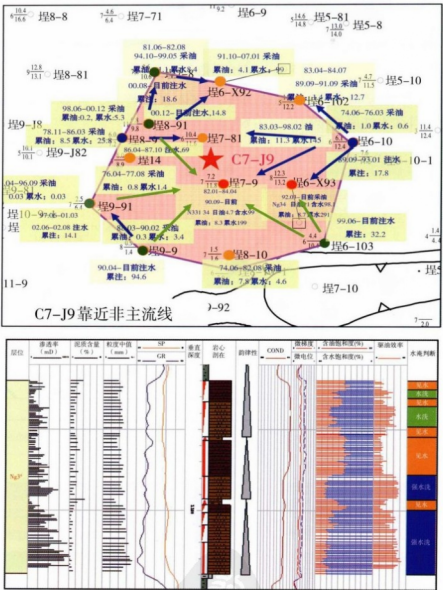


图5-12 埕7-检9井馆陶组3<sup>4</sup>层井网及水淹剖面图

非主流线水淹相对较弱，剩余油饱和度高。例如，埕18-31井的馆陶组3<sup>31</sup>层（图5-13），平面上位于非主流线，SNP含油饱和度测得目前含油饱和度为51.5%。





图 5-13 埕 18-31 井馆陶组 3<sup>31</sup> 小层井网及 SNP 测井图

根据确定的剩余油分布分类标准:

- (1)  $S_o < 20\%$ , 残余油区;
- (2)  $20\% < S_o < 50\%$ , 剩余油普遍分布区;
- (3)  $25\% < S_o < 50\%$ , 可动油饱和度大于 5% 的剩余油普遍分布区;
- (4)  $S_o > 50\%$ , 剩余油富集区。

统计目前剩余油分布见下表 5-4。

表 5-4 剩余油饱和度统计表

剩余油饱和度 (%)	面积比 (%)	储量比 (%)	剩余油饱和度 (%)	面积比 (%)	储量比 (%)
$S_o = 20$	10.3	6.0	$35 < S_o \leq 40$	12.5	15.6
$20 < S_o \leq 25$	20.4	14.5	$40 < S_o \leq 45$	6.9	9.5
$25 < S_o \leq 30$	21.2	20.1	$45 < S_o \leq 50$	3.6	6.9
$30 < S_o \leq 35$	22.3	21.2	$S_o > 50$	2.8	6.2

普遍分布剩余油占 87.8% (其中剩余油饱和度大于 25% 的占 73.3%); 局部富集剩余油占 6.2%。

#### (四) 高渗区带剩余油

根据渗透率场分布, 结合模拟层目前平均含油饱和度 33%, 平均驱油效率 51.47%, 将渗透率大于 5000mD、驱油效率大于 60%、剩余油饱和度小于 26% 的区域定义为高渗区带。

高渗区带对剩余油具有一定的控制作用。高渗区带水洗严重, 上部剩余油相对富集, 见图 5-15, 高渗区带剩余油饱和度 0.21 ~ 0.26, 高渗区带上部剩余油饱和度 0.4 ~ 0.6。

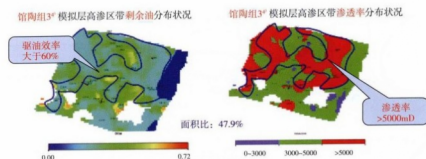


图 5-14 高渗区带定义

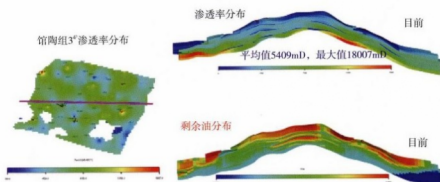


图 5-15 高渗区带纵向剩余油分布

定量描述了各小层高渗区带的剩余油分布，纵向上高渗区带主要发育在馆陶组 3<sup>4</sup>、馆陶组 3<sup>3</sup>、馆陶组 3<sup>31</sup>层的下部，剩余油饱和度仅有 0.21 ~ 0.26（表 5-5）。

表 5-5 馆陶组各小层高渗区带统计表

小层	韵律段	厚度比例 (%)	面积比例 (%)	平均 $S_o$	储量比例 (%)
2 <sup>3</sup>	无				
2 <sup>4</sup>					
2 <sup>31</sup>	1	无			
	2				
	3				
	4	20	18.5	0.24	23.4
	5	20	10.2	0.23	13.2
2 <sup>32</sup>	1	无			
	2				
	3				
	4	20	8.5	0.234	10.1
	5	20	7.0	0.223	8.7

续表

小层	韵律段	厚度比例 (%)	面积比例 (%)	平均 $S_0$	储量比例 (%)
$3^1$	无				
$3^{21}$					
$3^{22}$					
$3^{31}$	1	无			
	2				
	3				
	4	20	41.4	0.225	49.1
	5	20	39.6	0.223	47.0
$3^{32}$	无				
$3^{41}$					
$3^{42}$					
$3^{43}$	1	无			
	2				
	3	25	22.9	0.26	17.7
	4	25	47.9	0.25	44.2
$3^{44}$	1	33	48.7	0.23	36.6
	2	33	76.4	0.22	83.1
	3	33	82.7	0.21	88.9

## 第六章 特高含水期剩余油开发对策

胜利油区整装油田经历了多轮次的开发调整和综合治理,已进入特高含水开发期,井网井况不断变差、措施有效率及有效期等不断降低,常规综合调整已不能有效解决目前面临的问题,也不能满足油田大幅度提高采收率、持续发展的要求,因此需要针对整装油田特高含水期的特点,提出针对性的开发对策。

### 第一节 层系重组开发技术

在经历了几十年的开发与调整,尤其进入特高含水开发阶段以来,地下油、气、水分布十分复杂,相当数量的剩余油以不同规模、不同形式分布于长期水驱后的油藏中,层间剩余油分布差异依然突出。层系重组技术是在开发中后期,将储层物性、原油性质等基本相近的小层重新组合开发层系,根据不同层系的开发特点分别制定有针对性的注采系统调整方案。

层系井网重组首先要确定一套原则,这是层系井网重组时应该满足的最基本条件,否则,不能进行井网重组。在基本原则的指导下,论证具体的层系井网重组的技术界限,例如:平均单井控制剩余地质储量界限、层系内层间渗透率级差界限、层系内最厚储层与最薄储层的厚度比界限、地层压力保持水平、层系内各小层水淹级别差异界限等。本节以埕东油田东区为例介绍层系重组开发技术。

#### 一、层系井网重组的原则

层系井网重组可分为层系重组和井网重组两个方面,每一部分都有各自的重组原则和要求。

首先,进行层系重组,即综合考虑油藏地质和开发状况等因素进行层系细分重组。依据的原则主要包括:同一层系内各小层物性基本接近、层系厚度符合界限标准、保证层系具有一定的储量规模、满足剩余可采储量的要求、层系内各小层开发效果接近、综合考虑油水井归位的问题、考虑下步开发调整等。

其次,进行井网重组,即在层系重组的基础上,结合剩余油分布规律的认识,进行井网综合调整。依据的原则主要包括:液流方向的改变、油水井归位、老井更新、新井完善、变化井距等。

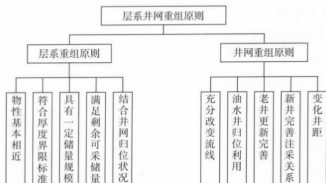


图 6-1 层系井网重组原则框图

## 二、层系重组技术经济政策界限

### （一）单井控制剩余地质储量界限

平均单井极限控制剩余地质储量是指：在一定的采收率条件下，为了收回单井投资所需要的单井极限累计产油对应的控制的剩余地质储量，是评价井网适应性的参考指标之一。单控剩余地质储量越大，井网控制程度越差，井网加密潜力就越大，层系井网重组的条件越成熟。

单井控制剩余地质储量的计算思路见图 6-2，即统计区块内近几年投产、目前含水大于 90% 的老区新井生产动态资料，按照甲型水驱曲线推导单井新增可采储量及水驱控制地质储量，从而求得单井提高采收率的幅度值，再结合根据盈亏平衡得到的单井经济极限累计产油量，可以求取极限单井控制剩余地质储量。

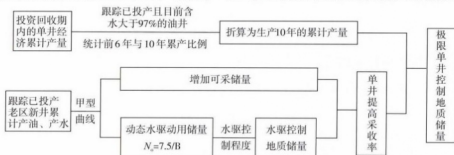


图 6-2 经济极限井网密度计算框图

其中，单井经济极限累计产油计算公式如下：

$$q_{\min} = \frac{(I_d + I_b) \cdot \beta + (C_a \frac{(1+i)^T - 1}{i})}{(P - R_i) \cdot w \cdot 10^{-4}}$$

式中  $I_d$ ——单井地面建设投资，万元；

$I_b$ ——单井钻井投资，万元；

$\beta$ ——油水井系数, f;  
 $C_o$ ——单井年经营费, 万元;  
 $i$ ——操作费年上涨率, f;  
 $q_{\min}$ ——新井经济极限累油, t;  
 $w$ ——原油商品率, f;  
 $P$ ——原油价格, 元/t;  
 $R_t$ ——吨油税金, 元/t;  
 $T$ ——投资回收期, a;

根据上述原理和算法, 计算了埕东东区不同驱动条件、不同油价时平均单井极限控制剩余地质储量。从图 6-3 可以看出, 当油价 50 \$/bbl 时, 水驱条件下单井极限控制剩余地质储量  $5.0 \times 10^4$  t; 油价 80 \$/bbl, 水驱条件下单井极限控制剩余地质储量  $3.6 \times 10^4$  t。油价 50 \$/bbl 时, 整装油田平均单井控制剩余地质储量是  $4.0 \times 10^4$  t。

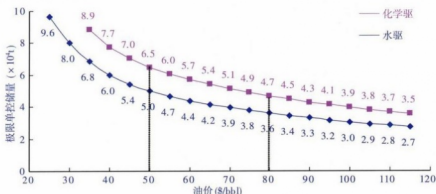


图 6-3 试验区单井控制剩余地质储量关系曲线

## (二) 渗透率级差界限

参考试验区油藏非均质特点, 分别设计了最小渗透率为 100mD、渗透率级差包括 1.2、2.5、2.6、3.4、4.7、7.4、19.9、31.3 八个级别和最小渗透率为 500mD、透率级差包括 1.5、1.9、2.6、3.3、6.1、9.2、30.3 七个级别的两个正韵律概念模型, 共 15 个方案进行优化研究。

表 6-1 渗透率级差模型参数

模型	渗透率级差包括
模型一	1.2、2.5、2.6、3.4、4.7、7.4、19.9、31.3
模型二	1.5、1.9、2.6、3.3、6.1、9.2、30.3

数模研究表明, 层间级差对水驱油效果和剩余油饱和度控制明显, 层间级差越大, 低渗层水驱效果变差。

从图 6-4 可以看出,随着渗透率级差增加,低渗层水驱变差,采出程度降低,剩余油饱和度增大。渗透率级差大于 3,低渗层与高渗层采出程度的差异接近最大值,相对低渗层剩余油饱和度高。

因此认为,层系重组时,同一层系内,渗透率级差不宜大于 3。

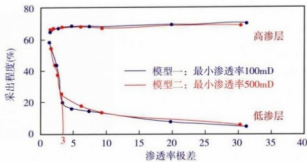


图 6-4 不同渗透率级差条件下高渗层与低渗层采出程度曲线

(三) KH 比界限

设计一个维数  $20 \times 1 \times 5$ 、网格步长  $15\text{m} \times 15\text{m} \times 1.5\text{m}$  的数值模拟概念模型,油藏埋深、孔隙度、渗透率、原始含油饱和度、原油黏度等按试验区统计平均取值。薄层厚度为 3m,渗透率为 1500mD,厚层厚度分别取 3m、4.5m、6m、7.5m、9m、10.5m、12m、13.5m、15m、18m、21m,对应的渗透率依次为 500mD、750mD、1000mD、1250mD、1500mD、1750mD、2000mD、2250mD、2500mD、3000mD、3500mD,共计 11 个方案进行优化。见表 6-2。

表 6-2 模型 KH 设计参数

方案	层位	厚度 (m)	渗透率 (mD)	KH (mD · m)
	薄层	3	500	1500
方案 1	厚层	3	500	1500
方案 2		4.5	750	3375
方案 3		6	1000	6000
方案 4		7.5	1250	9375
方案 5		9	1500	13500
方案 6		10.5	1750	18375
方案 7		12	2000	24000
方案 8		13.5	2250	30375
方案 9		15	2500	37500
方案 10		18	3000	54000
方案 11		21	3500	73500

据数模结果,见图 6-5,可以看出,层间 KH 对水驱油效果和剩余油饱和度影响显著。随着 KH 比值的不断增加,低 KH 层采收率逐渐降低,剩余油饱和度增大;当 KH 比值等于 6,低 KH 层采出程度降幅达 20% 以上, KH 比值等于 50 时,降幅达 40%。

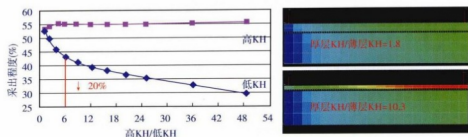


图 6-5 不同 KH 比值时不同层的采出程度曲线

#### (四) 水淹级别界限

根据实验区油藏数值模拟结果,目前各主力小层采出程度主要有 44%、47%~49%、51% 三级,选取采出程度 44.3% 的馆陶组  $3^{32}$ 、采出程度 47.4% 的  $3^{21}$ 、采出程度 51.5% 的  $3^{31}$  进行方案设计优化。方案一是将  $3^{21}$  和  $3^{31}$  组合,方案二是将  $3^{31}$  和  $3^{32}$  组合、方案三是将  $3^{21}$  和  $3^{32}$  组合,为了便于指标对比,三套方案均以相同的井网进行指标预测。

从阶段采出程度对比图(图 6-6)看出,同一砂组水淹差异不大时,组合效果最好。

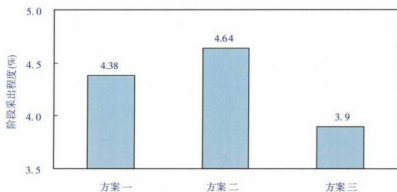


图 6-6 不同水淹级别组合方案阶段采出程度对比

#### (五) 地层压力保持水平界限

油田开发过程中,地层压力的高低代表了地层能量的高低,必须有足够的能量将原油驱到井底,才能保证一定的产量。地层压力保持太低,地层能量不足,其产量达不到要求;地层压力保持得太高,就需要提高注入压力,增加注



水量,势必增加投资,影响开发效益。因此开发过程中必须根据不同类型油藏的地质条件和所处的开发阶段、采油工艺水平,确定其地层压力保持水平的下限值即合理地层压力,这对于改善开发效果,提高开发效益,具有重要的指导意义。

从图 6-7 可以看出,2000 年以来,东区地层压力变化幅度不大,近两年呈现出稳中有升的态势,但各主力小层压力变化不相同。馆陶组 2<sup>5</sup> 小层压力变化较大,呈现波动的规律。3<sup>4</sup> 小层压力保持较好。考虑到地面配套的因素,认为目前的地层压力为合理的地层压力。

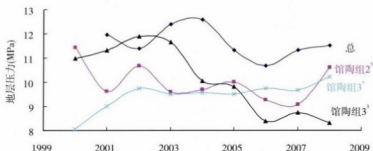


图 6-7 不同时间各地层压力曲线

## (六) 注采比界限

分析了试验区历年来分层年注采比和年地层压力变化的关系(图 6-8),年注采比和年地层压力变化呈线性关系。经线性回归,直线与横坐标的交点即为年平衡注采比,说明在该注采比条件下,地层能量保持稳定。

据统计,馆陶组 2<sup>5</sup>、3<sup>3</sup>、3<sup>4</sup> 目前年注采比分别为 0.99、1.10、1.13,与线性回归结果基本一致,目前各小层年注采比基本合理。

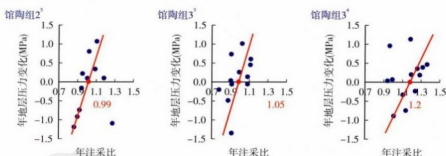


图 6-8 年压力变化与年注采比关系图

## (七) 井网密度界限

一般来讲,井网密度有经济合理井网密度和经济极限井网密度之分。经济合理井网密度可定义为在一定的油价和财税政策条件下,油田在主要开采

期内的总利润最大时的井网密度；经济极限井网密度可定义为在一定的油价和财税政策条件下，油田在主要开采期内的总投入等于总产出时的井网密度。

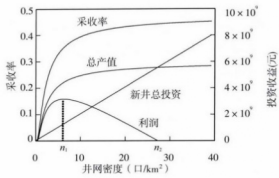


图 6-9 井网密度示意图

理论分析认为（图 6-9），随着井网密度的增加，油田采收率呈先急后缓的趋势增加，其总产值也以相同趋势增加；与此同时，新井投资也在“线性”上升，显然，总利润出现了先增加后减少，最后甚至出现利润为负。当利润到达最大时，即为经济合理井网密度（图中的  $n_1$  值）当利润为零时，即为经济极限井网密度（图中的  $n_2$  值）。

对于老区，极限井网密度和合理井网密度是利用增量法进行测算，只计新增投资，与之对应的产出也只计算新增的收益。可以理解为新增收益于新增投资平衡时，井网密度为经济极限井网密度；新增利润到达最大时，为经济合理井网密度。

根据定义，为了方便计算简单，老区经济合理井网密度通常理解为：单位面积（每平方千米）最后一口加密井新增可采储量的价值等于这口井基本建设和投资回收期內操作费用总和时的井网密度。单井新增可采储量称为单井经济极限可采储量。且有：

$$\Delta N = t \cdot \left\{ K + C \left[ \frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right] \right\} / \left\{ L \cdot \left[ \frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right] \right\}$$

- 式中  $\Delta N$ ——单井经济极限可采储量， $10^4 t$ ；
- $K$ ——单井基本建设总投资，万元；
- $C$ ——单井年经营费，万元；
- $L$ ——原油价格，元/ $t$ ；
- $i$ ——贴现率，小数；
- $t$ ——投资回收期，年。

根据井网密度与采收率的经验公式有：

$$E_R = \left( a + b \cdot \lg\left(\frac{K}{\mu}\right) \right) \cdot e^{\left(\frac{c}{\mu}\right)\left(\frac{K}{\mu}\right)^d}$$

式中  $E_R$ ——采收率，小数；

$K$ ——有效渗透率，mD；

$\mu$ ——地下原油黏度，mPa·s；

$n$ ——井网密度，口/km<sup>2</sup>；

$a$ 、 $b$ 、 $c$ 、 $d$ ——系数常数。

整理得到如下关于  $n$  的迭代关系式：

$$n = \frac{c \cdot \left(\frac{K}{\mu}\right)^d}{\ln \left[ \frac{A \cdot \Delta N}{N \left( a + b \cdot \lg\left(\frac{K}{\mu}\right) \right)} + e^{\frac{c}{\mu} \left(\frac{K}{\mu}\right)^d} \right]} - 1$$

式中  $A$ ——含油面积，km<sup>2</sup>；

$N$ ——储量，10<sup>4</sup>t。

根据以上关系式，计算了试验区经济合理、经济极限井网密度，由图 6-10 可知，经济合理、经济极限井网密度随原油价格的增加而增加，油价 50 \$/bbl 时，合理井网密度 15.9 口/km<sup>2</sup>，极限井网密度 19.4 口/km<sup>2</sup>；油价 80 \$/bbl 时，合理井网密度 20.8 口/km<sup>2</sup>，极限井网密度 27.0 口/km<sup>2</sup>。

### (八) 井距界限

根据不同油价的油井井网密度，在一定油水井数比和井网形式下，可以推导出计算出相应油水井距。据此原理，在试验区合理、极限井网密度的基础上，结合近年来单元油水井数比统计结果，计算了合理、极限井距（图 6-11）。

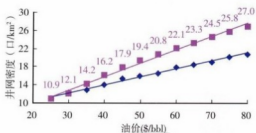


图 6-10 试验区不同油价下合理、极限井网密度

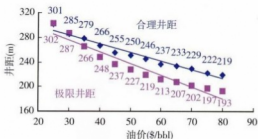


图 6-11 不同油价下合理、极限井距图

从图可以看出，油价 50 \$/bbl 时，合理井距为 250m，极限井距为 227m，油价 80 \$/bbl 时，合理井距为 219m，极限井距为 193m。试验区目前油水平均井距约 220m（细分后），在油价高于 50 \$/bbl 时，理论上具有极限加密潜力，在油价低于 50 \$/bbl 时，可进行油水井归位综合利用，完成井网重组。

## (九) 井网重组优化

在剩余油分布研究的基础上,设计了四种井网方式进行优化:方案一,原流线交错行列井网;方案二,变流线交错行列井网;方案三,原流线正对行列井网;方案四,变流线正对行列井网。

应用相同的数值模拟控制条件,预测了不同方案15年的指标。从阶段采出程度预测值来看,方案一较优,即原流线交错井网(图6-12)。

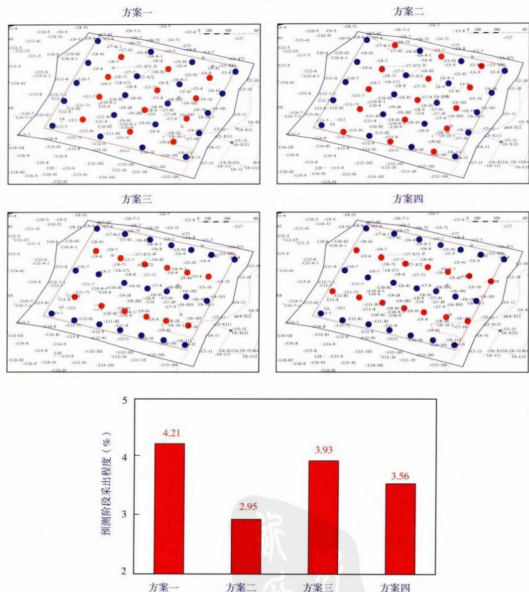


图6-12 井网方案及指标对比柱状图

### 三、层系重组方案及优化

在层系井网重组原则及技术政策界限指导下，结合试验区油藏地质特征和开发状况，设计不同层系组合方式、不同开发方式、不同流线方向的层系井网重组方案，进行数值模拟方案指标预测，通过技术指标对比以及经济初评，确定层系井网重组最优方案，进行详细部署实施。

#### (一) 方案设计

试验区内，馆陶组  $2^3$ 、 $2^4$ 、 $3^1$ 、 $3^{22}$  四个非主力韵律层储量分别为  $2 \times 10^4 \text{t}$ 、 $1 \times 10^4 \text{t}$ 、 $1 \times 10^4 \text{t}$ 、0，储量规模均在  $5 \times 10^4 \text{t}$  以下，总和仅为  $4 \times 10^4 \text{t}$ ，砂体都呈小砂体，且都有不同程度动用，因此，层系井网重组方案设计时，主要以馆陶组  $2^{51}$ 、 $2^{52}$ 、 $3^{21}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^{32}$ 、 $3^4$  共 6 个主力韵律层为重点，兼顾考虑非主力韵律层。

其中，高渗区带发育的馆陶组  $3^4$  层，由于含水高达 98.3%，采出程度高达 48.4%，单井控制剩余地质储量  $8.3 \times 10^4 \text{t}$ ，井网适应性差，继续水驱开发效果不理想，因此，将  $3^4$  层单独作为一套层系，进行化学驱井网重组，开展二元复合驱，进一步提高主力层采收率。

层系井网重组方案设计，主要根据馆陶组  $2^{51}$ 、 $2^{52}$ 、 $3^{21}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^{32}$  各主力韵律层的储量、采出程度、渗透率、驱油效率、剩余油饱和度、剩余地质储量等差异情况，参考埕 7-检 9 取心井水淹剖面资料（图 6-13、图 6-14），在层系井

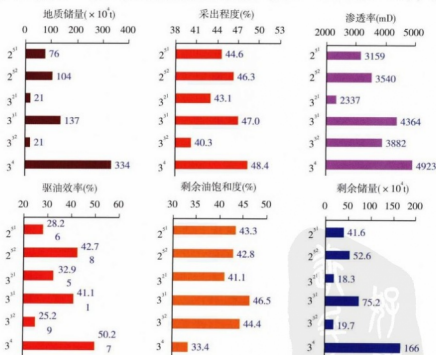


图 6-13 馆陶组各小层开发状况指标对比柱状图

网重组技术界限指导下,设计了四套方案。四套方案中,3<sup>4</sup>层始终作为一套层系,单独一套井网,且进行二元复合驱开发,其他层系进行水驱开发。

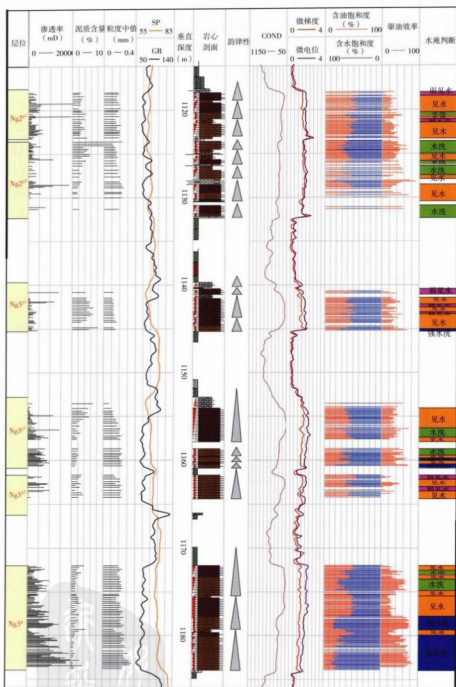


图 6-14 埕 7-检 9 井水淹剖面图

方案一：见图 6-15，表 6-3，分三套层系 ( $3^4$ 、 $2^{51}+3^{21}+3^{32}$ 、 $2^{52}+3^{31}$ )，其中  $3^4$  层开展二元复合驱。三套层系中，渗透率级差最大值为 1.6，KH 比最大值为 1.65，平均单井控制剩余地质储量最大为  $9.6 \times 10^4 \text{t}$ ，井网密度最大为  $19 \text{口}/\text{km}^2$ 。

方案特点： $3^4$  单独做一套层系，以钻新井和利用部分老井进行规则井网，并实施二元复合驱，力争采收率突破 60%； $2^{51}+3^{21}+3^{32}$ 、 $2^{52}+3^{31}$  两套层系主要以利用油水井归位、新井挖潜为主、继续实施水驱开发。缺点是  $2^{51}+3^{21}+3^{32}$  层系砂体叠合程度不高，油井合采跨度大。

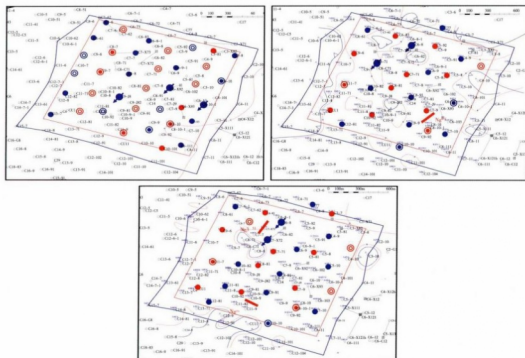


图 6-15 方案一  $3^4$ 、 $2^{51}+3^{21}+3^{32}$ 、 $2^{52}+3^{31}$  层系井网图

方案二：见图 6-16，表 6-3，分三套层系（馆陶组  $3^4$ 、 $3^{31}$ 、 $2^5+3^{21}+3^{32}$ ），其中  $3^4$  层开展二元复合驱。三套层系中，渗透率级差最大值为 1.5，KH 比最大值为 1.58，平均单井控制剩余地质储量最大为  $8.6 \times 10^4 \text{t}$ ，井网密度最大为  $20.8 \text{口}/\text{km}^2$ 。

方案特点： $3^{31}$  层实施单层开发，减少层间干扰，亦可作为化学驱后备储量基础。缺点是  $2^5+3^{21}+3^{32}$  层系油井合采跨度大、层间采出差异大。

方案三：见图 6-17，表 6-3，分四套层系 ( $3^4$ 、 $3^{31}$ 、 $2^{52}$ 、 $2^{51}+3^{21}+3^{32}$ )，其中  $3^4$  层开展二元复合驱。四套层系中，渗透率级差最大值为 1.6，KH 比最大值为 1.86，平均单井控制剩余地质储量最大为  $6.7 \times 10^4 \text{t}$ ，井网密度最大为  $26.4 \text{口}/\text{km}^2$ 。

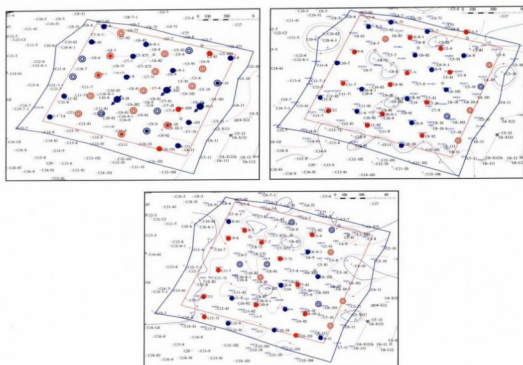


图 6-16 方案二  $3^4$ 、 $2^{51}+3^{21}+3^{32}$ 、 $3^{31}$  层系井网图

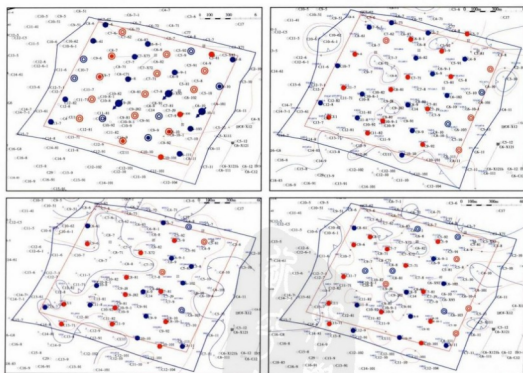


图 6-17 方案三  $3^4$ 、 $3^{31}$ 、 $2^{52}$ 、 $2^{51}+3^{21}+3^{32}$  层系井网图



方案特点：四套层系开发，缺点是新井工作量大，新油水井数约为其他方案的 1.5 倍。

方案四：见图 6-18，表 6-3，分三套层系（ $3^4$ 、 $3^{21}+3^3$ 、 $2^5$ ），其中  $3^4$  层开展二元复合驱，其他层系水驱开发。三套层系中，渗透率级差最大值为 1.8，KH 比最大值为 1.44，平均单井控制剩余地质储量最大为  $8.5 \times 10^4 \text{t}$ ，井网密度最大为  $20.9 \text{口}/\text{km}^2$ 。

方案特点：基本按砂层组细分层系，纵向叠合程度高， $3^3$  层可以作为后备化学驱的物质基础。

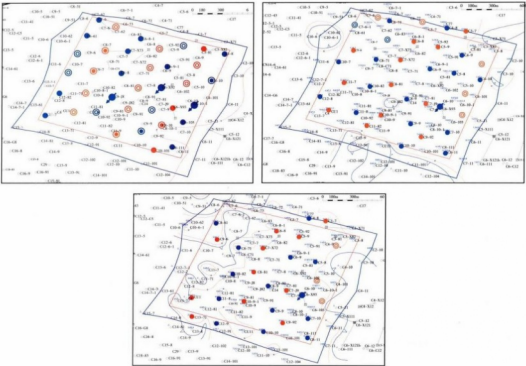


图 6-18 方案四  $3^4$ 、 $3^{21}+3^3$ 、 $2^5$  层系井网图

从方案评价指标来看（表 6-3），层系井网重组后，渗透率级差、KH 比、单控储量、井网密度均有改善，符合层系井网重组技术界限要求。

表 6-3 层系井网重组方案对照表

方案	层系	储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	最大渗透率级差	最大 KH 比	最大单控储量 ( $\times 10^4 \text{t}$ )	最大井网密度 ( $\text{口}/\text{km}^2$ )
目前	$2^3-3^4$	697	3.1	1.9	13.4	16.6
方案一	$2^{51}+3^{21}+3^{32}$ 、 $2^{52}+3^{31}$ 、 $3^4$	118, 241, 334	1.6	1.65	9.6	19

续表

方案	层系	储量 ( $\times 10^4$ t)	最大渗透率级差	最大KH比	最大单控储量 ( $\times 10^4$ t)	最大井网密度 (口/ $\text{km}^2$ )
方案二	$2^5 + 3^{21} + 3^{32}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^4$	222, 137, 334	1.5	1.58	8.6	20.8
方案三	$2^{51} + 3^{21} + 3^{32}$ 、 $2^{52}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^4$	118, 104, 137, 334	1.6	1.86	6.7	26.4
方案四	$2^5$ 、 $3^{21} + 3^3$ 、 $3^4$	180, 179, 334	1.8	1.44	8.5	20.9

## (二) 方案优化

用数值模拟软件预测了四套层系井网重组方案 15 年末采出程度 (表 6-4、图 6-19)。从表 6-4 可以看出, 方案三、方案四 15 年末采出程度明显较高, 达到 56% 以上, 比基础方案高 6 个百分点以上, 但方案三有四套层系, 新井工作量, 还需通过经济评价对二者进行比较。

表 6-4 层系井网重组方案工作量及预测指标表

调整方案	层系	总井数 (口)			新钻井 (口)			水驱 R (%)		水驱 + 二元驱 R (%)	
		油井	水井	合计	油井	水井	合计	$2^3-3^4$	其中 $3^4$	$2^3-3^4$	其中 $3^4$
目前 <sup>2</sup>	$2^3-3^4$	27	27	54	—	—	—	46.59	48.35	46.59	48.35
基础方案	$2^3-3^4$	27	27	54	—	—	—	50.29	51.6	53.05	54.72
方案一	$2^{51} + 3^{21} + 3^{32}$ $2^{52} + 3^{31}$ 、 $3^4$	31	36	67	15	7	22	51.50		55.81	
方案二	$2^5 + 3^{21} + 3^{32}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^4$	34	39	73	16	7	23	51.64	53.44	55.96	63.01
方案三	$2^{51} + 3^{21} + 3^{32}$ 、 $3^{31}$ 、 $3^4$	43	46	89	19	14	33	52.41		56.73	
方案四	$2^5$ 、 $3^{21} + 3^3$ 、 $3^4$	34	41	75	14	7	21	51.99		56.30	

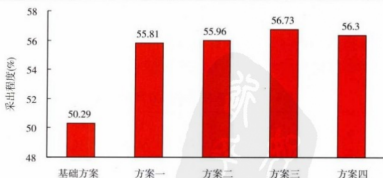


图 6-19 各方案采出程度对比柱状图

通过经济初评（图 6-20），从投资回收期 and 内部收益率看，方案三由于投资大，经济效益相对较差，因此，推荐方案四。方案四在油价 50 \$/bbl 时，投资回收期为 5.8 年，内部收益率为 12.3%，符合投资收益的基本要求。目前胜利油价 80 \$/bbl，推荐方案抗风险能力较强。

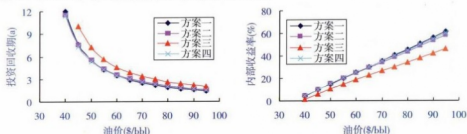


图 6-20 各方案投资回收期、内部收益率随油价变化关系曲线

方案四 15 年末采出程度 56.3%，比基础方案 50.29% 的采出程度高 6.01 个百分点；其中 3<sup>4</sup> 层，进行二元复合驱，预测 15 年末采出程度可以达到 63.01%，比水驱采出程度提高 9.57 个百分点。

### （三）方案部署

根据方案优化结果，按方案四进行部署。共部署油井 34 口，水井 41 口，其中新油井 14 口，新水井 7 口（图 6-21、图 6-22、图 6-23）。预测 15 年采出程度达到 56.3%，其中 3<sup>4</sup> 层可以达到 63.01%。

其中，3<sup>4</sup> 层共部署油井 16 口，水井 21 口，即钻新油井 9 口，钻新水井 5 口，利用老油井 3 口，恢复油井 4 口，利用老水井 11 口，恢复水井 2 口，油井转注 3 口。

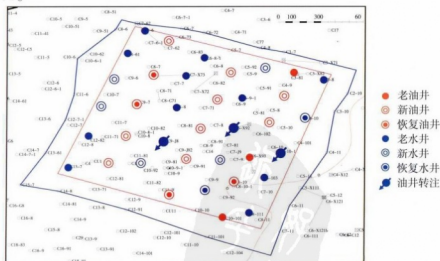


图 6-21 试验区 3<sup>4</sup> 层系井网部署图

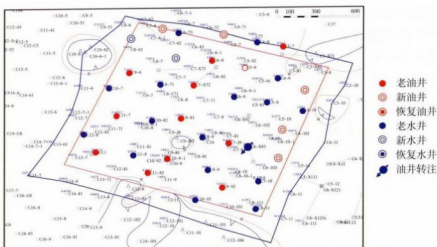
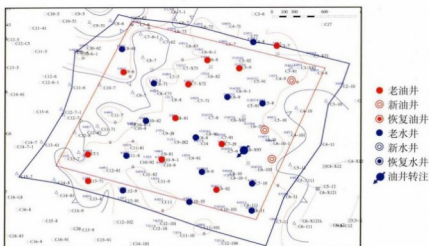


图 6-22 试验区  $3^{21} + 3^3$  层系井网部署图



油,主力和非主力层系形成“大网套小网”的井网开发模式,有力提高特高含水后期油藏采收率。

## 第二节 特高含水期井网加密调整技术

胜利油区整装油田一般采用规则井网进行开发,在目前的特高含水开发阶段区块存在以下问题:一是主流线位置水洗程度高,而非主流线位置剩余油相对富集;二是非主力层大部分砂体因无井控制,难以进一步挖掘剩余油潜力;三是局部存在大孔道,抑制了低渗部位的潜力发挥,造成注入水无效低效循环,降低开发效益;四是套变及事故井造成基础井网完善程度有所降低,影响井网的适应性。因此需要开展研究整装油田特高含水期的井网加密调整技术。

胜利油区整装油田的开发单元中以行列井网为主,本节主要介绍针对行列井网剩余油分布特点开展的井网加密调整技术,挖掘行列井网非主流线位置的剩余油,以达到提高采收率的目的。

### 一、典型单元概况

选取孤东油田七区西馆陶组  $5^{2+3}$  和  $6^{3+4}$  单元为典型单元开展井网加密调整技术研究。

#### (一) 典型单元概况

孤东油田是以新近系馆陶组疏松砂岩为主要储层的大型披覆背斜构造整装油藏,其中七区西为其第一大区块,位于孤东构造的东翼,地层倾角平缓,其北、西、南分别被断层切割,向东与七区中自然相连。七区西馆上段为一套河流相沉积,具有高孔高渗、强非均质、储层结构疏松、易出砂的特征。油层埋深一般 1180~1445m,平均孔隙度 32.0%,平均渗透率 1612.4mD,平均含油饱和度 64.4%,平均泥质含量 11.7%。

七区西馆上段 1986 年 6 月投入全面开发,1987 年 4 月实施注水,属早期注水开发油藏,目前油田处于特高含水期低产能阶段。

截至 2008 年 3 月,馆陶组  $5^{2+3}$  单元共投产油井 84 口,其中开油井 68 口,单元日产液水平  $7616\text{m}^3$ ,平均单井日产液水平  $112\text{m}^3$ ,单元日产油水平 156.4t,平均单井日产油水平 2.3t,综合含水 97.9%,动液面为 412m,累计产油  $574.2 \times 10^4\text{t}$ ,采出程度 43.66%,采油速度 0.45%。注水井投产 65 口,其中开水井 49 口,单元日注水平  $9212\text{m}^3$ ,平均单井日注水平  $188\text{m}^3$ ,累计注水  $7683.4 \times 10^4\text{m}^3$ ,累计注采比 1.1。馆陶组  $6^{3+4}$  单元共投产油井 77 口,其中开油井 73

口，单元日产液水平 6205m<sup>3</sup>，平均单井日产液水平 85m<sup>3</sup>，单元日产油水平 164.25t，平均单井日产油水平 2.25t，综合含水 98.2%，动液面为 403m，累计产油 606.8 × 10<sup>4</sup>t，采出程度 36.25%。注水井投产 58 口，其中开水井 52 口，平均单井日注水平 244m<sup>3</sup>，累计注水 11118 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，累计注采比 1.3（表 6-5）。

表 6-5 七区西馆陶组 5<sup>2+3</sup>开采现状表（2008.03）

区块	总井数	油井/ 开井	平均单井 日产液（m <sup>3</sup> ）	平均单井日 产油（t）	累计产油 （×10 <sup>4</sup> t）	累计产水 （×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	综合含水 （%）
5 <sup>2+3</sup>	149	84/68	112	2.3	574.2	6288	97.9
6 <sup>3+4</sup>	135	77/73	85	2.25	606.87	7923.5	98.2
区块	采出程度 （%）	水井/ 开井	动液面 （m）	平均单井日 注水（m <sup>3</sup> ）	累计注水 （×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	注采比	
5 <sup>2+3</sup>	43.74	65/49	412	188	7683.4	1.1	
6 <sup>3+4</sup>	36.25	58/52	403	244.5	11118	1.3	

目前，孤东油田七区西共分馆陶组 5<sup>2+3</sup>、6<sup>3+4</sup>、5<sup>4-6</sup>、4<sup>1-5</sup>和 6<sup>2+6-8</sup>五套层系进行开采，其中 5<sup>2+3</sup>、5<sup>4-6</sup>层系采用 300m × 150m 正对行列井网，6<sup>3+4</sup>采用 212m × 212m 交错行列井网，4<sup>1-5</sup>层系和 6<sup>2+6-8</sup>层系采用不规则井网。

（二）剩余油分布特征

以馆陶组 5<sup>2+3</sup>正对行列井网和馆陶组 6<sup>3+4</sup>交错行列井网为例，研究其剩余油分布规律。

1. 正对行列井网剩余油分布规律

选定的数值模拟区域位于主河道（图 6-24），区域面积约 1.5km<sup>2</sup>，储量 535.3 × 10<sup>4</sup>t，区域内共有油水井数 53 口。

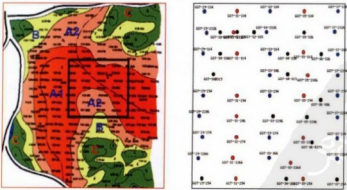


图 6-24 5<sup>2+3</sup>层模拟区域选取位置及井位示意图

数值模型在 I 方向共划分 54 个网格, J 方向共划分 57 个网格, J 方向上利用精细油藏描述的研究结果, 共划分 3 个网格, 依次对应  $5^{21}$ 、 $5^{23}$  和  $5^{32}$  三个韵律段, 总网格规模  $54 \times 57 \times 3 = 9234$ 。

通过历史拟合, 对油藏地质模型进行反复修正后, 经模拟计算, 得到了目前井网条件下平面及纵向含油饱和度场, 经过饱和度图、剩余储量丰度图, 结合矿场统计分析, 得到剩余油分布规律:

(1) 生产井间及注采井排间非主流线区域剩余油富集 (图 6-25)。



图 6-25 2007 年 6 月馆陶组  $5^{21}$ 、 $5^{23}$ 、 $5^{32}$  剩余油饱和度图

另根据注水流线分析, 得到同样的认识: 剩余油主要分布在生产井之间及注采井排间的分流线上 (图 6-26)。

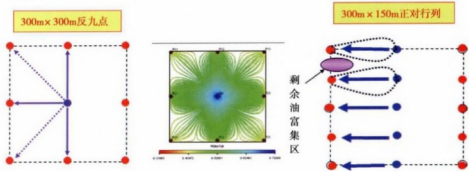


图 6-26 动态法分析剩余油示意图

此外, 统计分析近几年的新井、饱和度测井等监测资料, 得到主流线区剩余油饱和度平均 29.85%, 非主流线区剩余油饱和度平均 48.01%, 比主流线位置高 18.16% (表 6-6)。

表 6-6 七区西馆陶组  $5^{2+3}$  层近几年新井、饱和度测井含油饱和度统计表

井号	含油饱和度 (%)	离水井排距离 (m)	目前井网位置	原井网位置
G07-26-5255	54.5	160	分流线区	角井附近
G07-28-5246	48.46	170	分流线区	角井附近
G07-30-5206	58.66	180	分流线区	角井附近

井号	含油饱和度 (%)	离水井排距离 (m)	目前井网位置	原井网位置
G07-31-1334	53.34	250	分流线区	边井附近
G07-31-316	48	300	分流线区	角井附近
G07-31N1314	46.44	300	分流线区	角井附近
G07-32C1355	34.73	140	分流线区	角井附近
G07-38N326	39.97	150	分流线区	角井附近
平均	48.01	206.3		
G07-27-234	35.10	270		角井
G07-28-4286	29.91	190	主流线	角井附近
G07-31-266	30.3	300	主流线	边井附近
G07-36-306	24.09	310	主流线	边井附近
平均	29.85	267.5		

G07-26-5255、G07-28-5246 和 G07-26-4266 井的饱和度测井资料表明：注采井排间非主流线区域剩余油相对富集。

G07-26-5255 和 G07-28-5246 位于距油井排分别 140m 和 200m 的非主流线上（图 6-27），据 2004 年饱和度测井资料可知，馆陶组  $5^{2+3}$  层含油饱和度分别为 53.5% 和 48.5%，表明注采井排间非主流线区域剩余油相对富集，因此，于 2005 年 5 月，在该处新钻水平井 G07-P11 井，投产初期，含水仅为 10%，日产油 10t 持续近 1 年，含水维持在 80% 以下（图 6-28），取得较好开发效果。

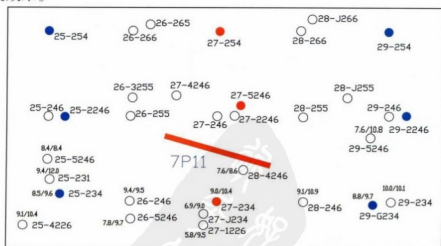


图 6-27 孤东 G07-26-5255、G07-28-5246 井位图



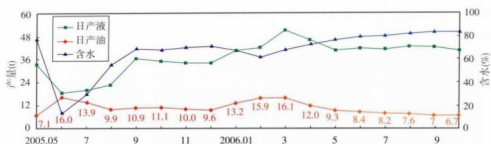


图 6-28 孤东 G07-P11 井综合生产曲线

36-306 井测井资料表明主流线区剩余油饱和度相对较低。该井生产层位为正韵律油层，通过注聚前后所测 C/O 资料看，注聚后含油饱和度大幅度下降，由 50.6% 下降到 24.1%，纵向水淹程度明显提高，并趋向均匀，驱油效率由 40.9% 上升到 49.3%（图 6-29）。

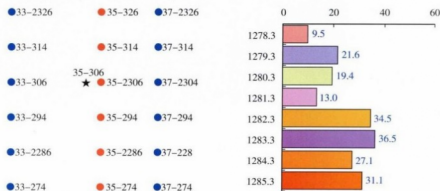


图 6-29 36-306 井位示意图及目前含油饱和度图

G07-27-266 井的饱和度测井资料表明主流线上水淹严重。G07-27-266 井位于油井排附近的主流线上（图 6-30），据 2006 年 5 月的碳氧比测井资料分析，馆陶组  $S^{2+3}$  全层上下差异不明显，为中—强水淹，平均含油饱和度仅有 32%。

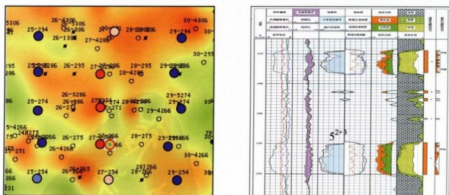


图 6-30 孤东 G07-27-266 井位示意图及饱和度测井图

(2) 主河道相带 (如 A1 相带), 剩余储量丰度仍较大, 剩余油仍较富集 (图 6-31)。

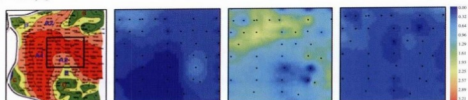


图 6-31 2007 年 6 月馆陶组  $5^{21}$ 、 $5^{23}$ 、 $5^{32}$  剩余储量丰度分布图

(3) 平均采液强度较小, 区域剩余油较富集。

图 6-32 说明, 平均采液强度低的区域, 水淹较弱, 且剩余油较多 (北部), 平均采液强度高的区域, 水淹较严重 (西南部)。

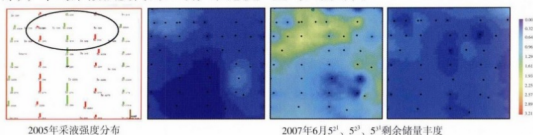


图 6-32 剩余油储量分布图

## 2. 交错行列井网剩余油分布特征

从馆陶组  $6^{3+4}$  层选取的数值模拟区域如图 6-33 所示, 面积约  $0.72\text{km}^2$ , 储量  $245 \times 10^4\text{t}$ , 区域内共有油水井 35 口。

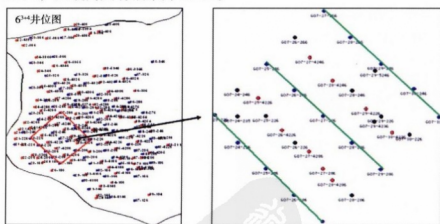


图 6-33 馆陶组  $6^{3+4}$  数值模拟区域

通过模拟计算, 得出井网变换前后模拟区平面及纵向含油饱和度分布情况及纵向各层采出程度和含水情况。从数模结果分析可以看出, 目前井网控制下

的剩余油主要分布特点是：

(1) 生产井间及非主流线上，特别是原反九点井网角井处剩余油相对富集。

从图 6-34 可以看出，模拟区域中 G07-26-4226 与 G07-26-4226 井之间剩余油饱和度仍有 0.48~0.53，表明部分非主流线区域剩余油相对富集。如 2004 年新钻油井 G07-28-5246 井就位于油井排附近的非主流线区域 (图 6-35)，测井成果显示馆陶组  $6^{3+4}$  层剩余油饱和度达到了 71%，并取得了初期日产油 12t，含水 61% 的良好效果，而周围井 G07-28-4246 和 G07-29-4226 均已高含水。

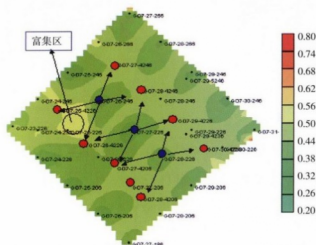


图 6-34 模拟区剩余油分布图

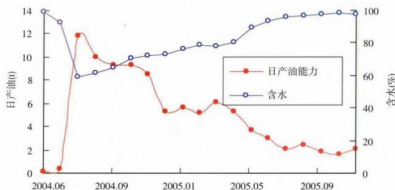


图 6-35 孤东 G07-28-5246 井生产曲线

(2) 部分上返其他层系井处剩余油相对富集。

由于馆陶组  $6^{3+4}$  层系由原反九点井网演变为交错行列井网时，大部分井被转走，其中部分油层较厚、含水并不高的井也被转走，造成被转井区目前剩余油饱和度较高。如图 6-36 中 G07-28-246 井，在  $6^4$  层油层有效厚度为 10m，

变换井网之前, 该井在  $6^4$  层累计产油  $2.5 \times 10^4 \text{t}$ , 含水 60%, 井区剩余油饱和度为 0.69; 变换井网之后, 于 1990 年 7 月转走, 到 2005 年 6 月, 井区剩余油饱和度仍有 0.53, G07-26-226 井同样如此。

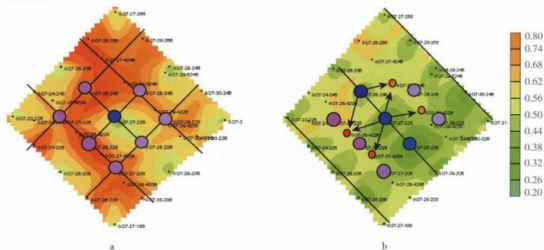


图 6-36 馆陶组  $6^4$  层 1989 年 12 月 (a) 和 2007 年 6 月 (b) 剩余油饱和度

由此看来,  $6^3+4$  层类似这样的井区具有潜力, 统计这类有效厚度大于 6m、含水小于 90% 的井共有 25 口, 剩余储量累计共有  $40 \times 10^4 \text{t}$  左右。

### (3) 部分注水井井间剩余油相对富集。

从图 6-37 可以看出, 部分注水井间也存在剩余油, 特别是注水井注水强度较小的井区, 剩余油饱和度还有 0.45 ~ 0.48。

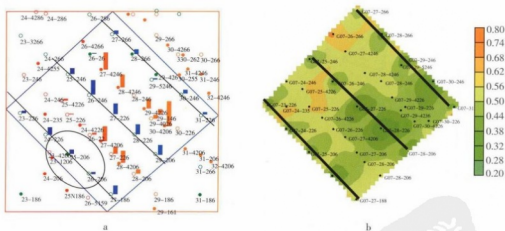


图 6-37 剩余油富集区示意图

从剩余油分析结果来看, 正对行列井网和交错行列井网剩余油分布规律是有明显差异和不同特点的。

正对行列井网剩余油主要集中在：非主流线位置、生产井之间、主河道相带、平均采液强度较小的区域。

交错行列井网剩余油主要集中在：生产井之间、非主流线位置、部分上返外层系井处及部分注水井井间。

## 二、正对行列井网调整技术

### (一) 井网调整方式优化

根据馆陶组  $S^{2+3}$  层剩余油分布规律，对不同的井网加密调整方式进行了优化。

#### 1. 井网完善

方式1：在井网不完善地区补打新井3口：1口油井，2口水井（图6-38）。新井完善预测15年比目前井网下采收率提高0.9%，含水降低0.3%（图6-40、图6-41）。

方式2：老井利用：更新、扶停（3口油井、5口水井）（图6-39）。新井完善方式2预测15年比目前井网下采收率提高1.6%，含水降低0.6%（图6-42、图6-43）。

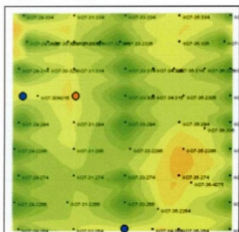


图6-38 井网完善方式1

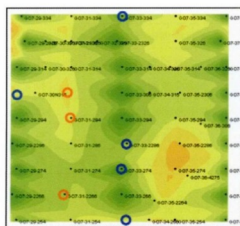


图6-39 井网完善方式2

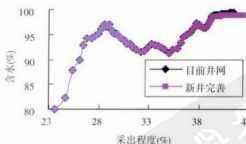


图6-40 方式1采收程度预测曲线

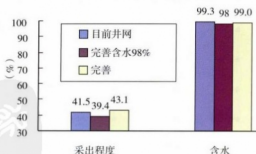


图6-41 方式1指标对比柱状图

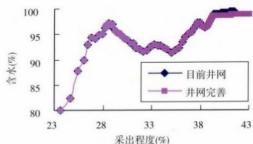


图 6-42 方式 2 采出程度预测曲线

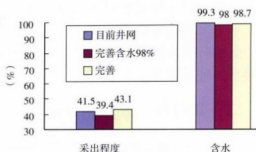


图 6-43 方式 2 指标对比图

不同完善方式效果对比见表 6-7：方式 2 效果好于方式 1，即利用老井更新、扶停（3 口油井、5 口水井）等措施比在井网不完善地区补打新井 3 口（1 口油井，2 口水井）效果好。

表 6-7 不同方式指标统计表

项目	采出程度 (%)	含水 (%)	波及系数 (%)	洗油效率 (%)
目前	39.3	97.9	83.7	47
目前 98%	39.3	98	83.75	47
目前预测	41.5	99.3	83.9	49.9
新井完善 98%	39.4	98		
新井完善预测方式 1	42.4	99		
井网完善 98%	39.4	98		
井网完善预测方式 2	43.1	98.7		

## 2. 井网整体加密

井网整体加密方式见图 6-44。

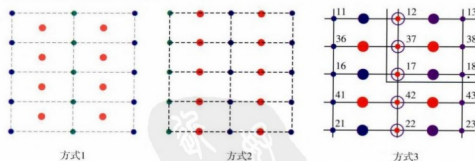


图 6-44 井网整体加密三种方式

方式1: 300m × 150m 行列井网转五点井网, 即在原井网分流线上新打一批油井, 原油井转水井, 原水井不变。

方式2: 300m × 150m 行列井网转 150m × 150m 行列井网, 即主流线上新打一批油井, 原油井转水井, 原水井不变。

方式3: 300m × 150m 行列井网转九点井网, 即原行列井网主流线上油水井间隔加密, 原油井排转注, 原水井排不变。

对比3种方式(图6-45)指标可以看出, 加密后含水均出现了一定程度下降, 从15年采出程度对比可以看出, 方式1采出程度最高, 达到48.8%, 比目前井网预测15年的采出程度高7.29%, 比方式2采出程度高0.42%, 比方式3采出程度高1.23%, 因此, 方式1, 即在原井网分流线上打油井效果好。

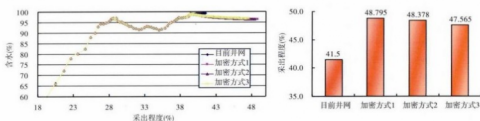


图6-45 整体加密三种方式含水采出程度指标预测图

综合分析可以看出, 井网整体加密提高采收率幅度较大, 因此对于孤东七区西 $5^{2+3}$ 这样的单元, 今后挖潜对策应以井网加密和局部完善。

## (二) 井网加密政策界限

### 1. 井网加密方式设计

从加密的井距、加密方式、周围井转注方式等方面来研究加密的技术政策界限, 共设计了4类8个直井加密方案:

第一类: 井排之间均匀加密, 共分3种方式(图6-46)。

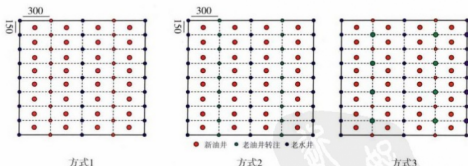


图6-46 第一类加密方式示意图

方式1：分流线加密油井，原油水井别不变，分别计算加密的油井距油井排0、50m、100m、150m、220m、300m。

方式2：分流线加密油井，原油井排转水井，原水井排不变，分别计算加密的油井距现油井排0、50m、100m、150m、220m、300m。

方式3：分流线加密油井，原油井排间隔转水井，原水井排不变。

第二类：井排间抽稀加密，共分两种方式（图6-47）：

方式4：分流线抽稀加密油井，原油水井排井别不变。

方式5：分流线抽稀加密油井，原油水井排井全部关闭，另在原老油水井排2口井之间打一批新加密水井，构成新150m×150m行列井网或300m×300m正方形井网。

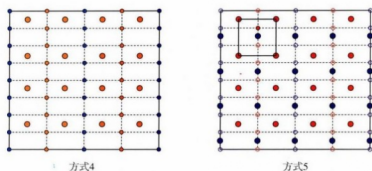


图6-47 第二类加密方式示意图

第三类：井网加密至极限。

方式6：原主流线加密水井成150m×150m井网，再在此井网中间加密新油井成75m×75m井网（图6-48）。

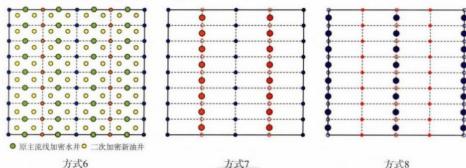


图6-48 第三、四类加密方式示意图

第四类：井间加密，共设2个方案。

方式7：原油井之间加密新油井，原油井关闭，原水井不变。

方式8：在原水井排之间加密新水井，原水井关闭，原油井不变。



## 2. 井网加密方式优化分析

将 8 个加密方案以及基础方案进行综合对比分析。从 15 年指标来看, 方式 6 采收率最高, 其次是方案 2、方案 3 (图 6-49); 从截至相同含水 98.65% 来看, 方案 2 效果最好 (图 6-50)。

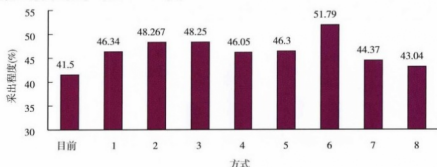


图 6-49 不同方案预测 15 年后采出程度

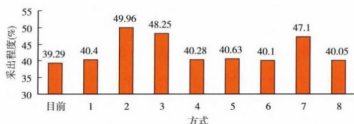


图 6-50 截至相同含水 98.65% 时采出程度对比图

从截至相同含水时所有井的平均单井增油量来看, 方式 7 单井增油量最多, 其次为方式 2、方式 3 (图 6-51)。

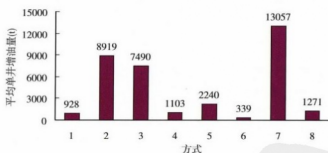


图 6-51 相同含水下的全部平均单井增油量

从经济角度, 油价 50 \$/bbl 时, 方式 4 的经济指标最好, 但其采出程度较低, 方式 2、方式 3 的经济指标其次, 但采出程度较高 (表 6-8、图 6-52)。

表 6-8 馆陶组  $5^{2+3}$  经济评价指标汇总表

评价指标项目	方式 1	方式 2	方式 3	方式 4	方式 5	方式 6	方式 7	方式 8
静态投资回收期 (a)	4.08	3.97	4	2	4.08	7.77	9.22	4.623
内部收益率 (%)	22.03	24.76	24.61	46.3	22.03	10	8.4	20.67
投资利税率 (%)	10.86	14.89	14.83	26.7	10.86	3.64	2.85	11.41

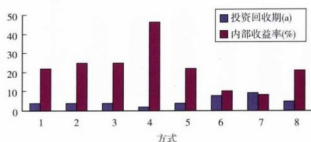


图 6-52 各方案经济指标柱状图

将方式 2 与方式 3 对比, 15 年采出程度、含水接近, 仅平均单井增油量有差别, 但方式 3 中部分区域水井负担过重, 且存在死油区 (图 6-53)。在数值模拟预测中可以将注水量提得很高, 而实际中有困难, 方式 2 不存在此问题。

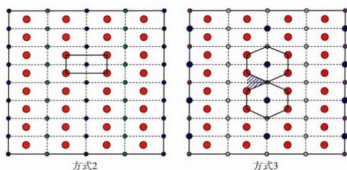


图 6-53 方式 2 和方式 3 水驱示意图

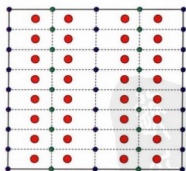


图 6-54 推荐加密方案加密井网示意图

综合以上分析, 正对行列井网最优直井加密方案是: 在非主流线距原油井排 100~150m 加密油井, 原油井排转水井, 原水井排不变 (图 6-54)。该方案比目前井网提高采收率 6.8%, 平均单井增油  $0.7 \times 10^4 \text{t}$ , 平均单井控制剩余地质储量  $6.3 \times 10^4 \text{t}$ 。

### 三、交错行列井网加密调整技术

在馆陶组  $6^{3+4}$  层系剩余油分布规律研究的基础上, 对不同的井网加密调整方式进行了优化。

## （一）井网完善

利用老井 4 口（2 口油井、2 口水井）（图 6-55）。完善井网后预测 15 年采出程度比目前井网下采出程度高 3.0%，含水低 0.9%（图 6-56）。

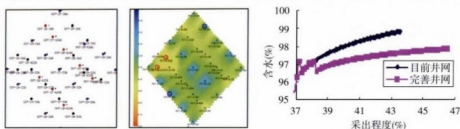


图 6-55 指标预测

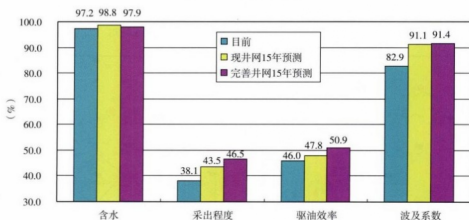


图 6-56 指标对比图

## （二）井网整体加密

方式 1：油井排加密油井，水井排加密水井，井网由  $212\text{m} \times 212\text{m}$  五点井网，演变为  $212\text{m} \times 106\text{m}$  正对行列井网（图 6-57）。

方式 2：油井排加密水井，水井排加密油井，井网由  $212\text{m} \times 212\text{m}$  五点井网，演变为  $212\text{m} \times 106\text{m}$  正对行列井网（图 6-58）。

方式 3：油井排加密油井，不加密水井，但原水井增注（图 6-59）。

方式 4：油水井排间加密一排油井（图 6-60）。

从 15 年采出程度及含水对比来看（图 6-61、图 6-62），方式 1 和方式 3 两种加密方式的采出程度接近，但方式 1 中加密井的井数是方式 3 的 2 倍，因此从经济效益的角度出发，井网加密方式以方式 3 为好。

但从截至相同含水 98.18% 来看（图 6-63），加密方式 4 的效果最好，采出程度比其他方式高 0.7% ~ 4.1%。即油水井排间加密一排油井，原油井排转井转注，目前油井关闭，水井排不动。

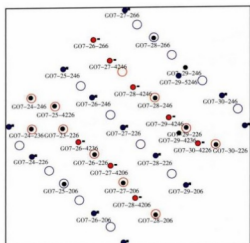


图 6-57 加密方式 1

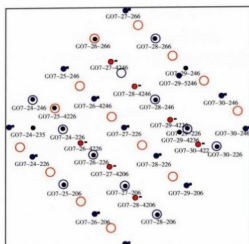


图 6-58 加密方式 2

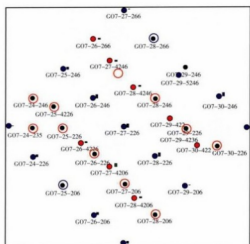


图 6-59 加密方式 3

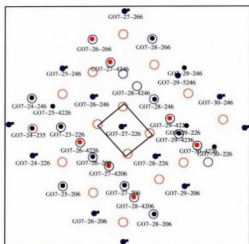


图 6-60 加密方式 4

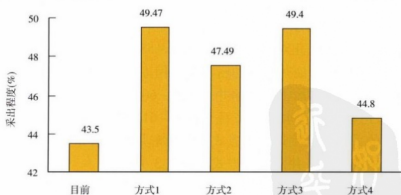


图 6-61 不同方式 15 年采出程度对比图

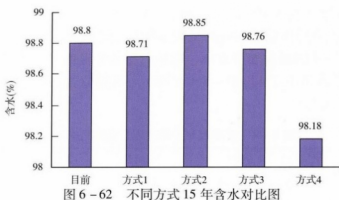


图 6-62 不同方式 15 年含水对比图

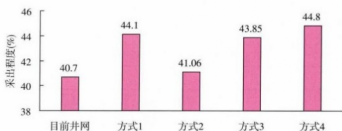


图 6-63 不同方式含水 98.18% 时采出程度对比图

从平均单井增油量来看（图 6-64、图 6-65），若只考虑新增油井数，则方式 1 效果最好、方式 3 略低；若新老油水井同时考虑，则方式 4 效果略好于方案 3。

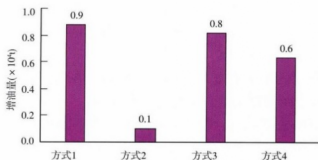


图 6-64 相同含水平均新油井单井增油量对比图

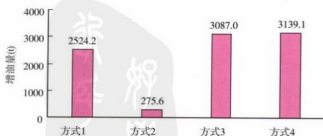


图 6-65 相同含水全部油水井平均单井增油量对比图

从经济上考虑（表 6-9、图 6-66），方式 3 经济指标最好（其加密井井数约少一半），因此从经济效益和提高采收率的综合角度出发，建议首先推荐方式 3 为馆陶组  $6^{3+4}$  层系的最优加密方案，即油井排加密油井、水井排不加密，但增注。若增注条件满足不了（ $300 \sim 350 \text{ m}^3/\text{d}$ ），则推荐方式 1，即油井排加密油井、水井排加密水井。

表 6-9 馆陶组  $6^{3+4}$  经济评价指标汇总表

评价指标项目	方式 1	方式 2	方式 3	方式 4
	40 \$/bbl	40 \$/bbl	40 \$/bbl	40 \$/bbl
内部收益率 (%)	20.4	14.5	38.2	1.6
静态投资回收期 (a)	2.92	3.58	1.84	无法回收
动态投资回收期 (a)	3.58	4.81	1.98	无法回收
投资利税率 (%)	15.06	11.72	24.55	-0.98

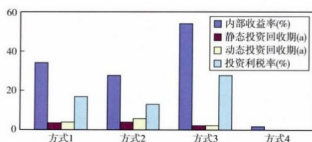


图 6-66 馆陶组  $6^{3+4}$  经济评价指标对比柱状图

通过以上分析认为，在高油价下较适宜采用的是井网加密和完善井网，此时采出程度增加值达到 5.9% 和 3%。

总之，从加密可行性及加密方式的论证来看，在高油价下，正对行列井网和交错行列井网具有加密潜力，但加密方式有不同。

正对行列井网加密方式是：距油井排 100 ~ 150m 处整体加密油井，原油井排均转注，原水井排不变。该加密方式预计提高采收率 5.3%。

交错行列井网加密方式是：油井排加密油井（井距 106m）、水井排不加密，但增注，该加密方式预计提高采收率 6.4%。

## 结 束 语

胜利油区整装油田经过几十年的开发,已进入特高含水开发阶段,地下油、气、水的分布十分复杂。剩余油分布研究是油田开发的基础,本书适应了目前油田开发的需要,针对胜利油区整装油藏特征,结合实例对剩余油精细表征技术的研究成果进行了系统的总结和分析,对改善整装油田特高含水期的开发效果,大幅度提高油田采收率具有重要的意义。

储层精细描述是地质研究的基础,储层精细对比与划分、测井资料二次解释、沉积微相研究、夹层的描述与预测是油藏地质研究的重要环节,针对特高含水期水驱砂岩油藏的特征,分析了储层精细对比与划分的级别、模式与步骤;介绍了测井资料标准化的方法以及建立的测井精细解释模型。沉积微相与夹层也是影响剩余油分布的重要因素,总结了胜利油区整装油田的主要沉积微相:河流沉积微相和三角洲沉积微相的特征,介绍了整装油田的夹层分类及其发育特征,并研究了夹层识别与预测技术。

基于中高渗整装构造油藏在密井网、资料丰富的条件下,不确定性减少,通过更为充分的基础地质研究、基础数据的应用及合理的确定性建模,形成了一套精细刻画储层及层内夹层三维空间分布的确定性建模技术,从而为剩余油研究提供了一个更为精确、合理、可靠的储层三维地质模型。

剩余油的形成受多种因素的影响。微观上岩石润湿性和孔隙结构的非均质性决定了储层剩余油的分布状态和形成机理。宏观上整装油田剩余油分布主要受层间非均质性、层内夹层、层内物性和平面非均质性及开发因素的控制。

油藏数值模拟技术是目前研究宏观剩余油定量分布的主要技术,油藏数值模拟模型可通过对油藏地质模型的网格粗化得到,本书介绍了不同属性参数的网格粗化方法;同时精细数值模拟要考虑储层参数的时变性,可通过建立阶段模型或通过修正传导率来实现。历史拟合精度的高低直接决定地下剩余油计算的精度和分布的状况,精细数值模拟在拟合精度和拟合指标等方面都较常规数值模拟有了创新和发展,系统总结了历史拟合的原则、流程、方法、遇到的问题及解决方法,本书提出了不同开发阶段的历史拟合的定量标准。

全方位、多指标的剩余油定量描述对实施油水井挖潜措施、提高采收率具有重要的意义,本书提出了8项剩余油定量描述指标,制定了剩余油富集区的

筛选标准,研制了剩余油三维定量表征软件系统,实现了油藏任意时刻、任意闭合区域内储层参数和剩余油描述指标的定量计算和统计分析,为准确地寻找剩余油富集区奠定基础。为深入、有效挖潜特高含水期剩余油,针对整装油田的特点,采取了层系重组技术和井网加密调整技术,研究了层系重组的政策界限,优化了井网的加密方式,有效改善了整装油田的开发效果。

本书中所介绍的剩余油定量表征技术是基于特高含水期整装油田的特征而开展的,具有较强的针对性和实用性,对相关的人员具有较大的参考价值。





## 参考文献

- [1] 陈程, 贾爱林, 孙义梅. 2000. 厚油层内部相结构模式及其剩余油分布特征. 石油学报, 21 (5): 99-102.
- [2] 陈程, 孙义梅. 2003. 厚油层内部夹层分布模式及对开发效果的影响. 大庆石油地质与开发, 22 (2): 24-27.
- [3] 陈亮, 牛艳平, 熊琦华. 1998. 三次采油前油藏精细描述的关键技术. 石油与天然气地质, 19 (2): 142-145.
- [4] 陈亮, 彭仕密, 聂昌谋. 1997. 胡状集油田胡12块剩余油微观形成机理研究. 断块油气田, 4 (4): 43-45.
- [5] 陈永生. 1993. 油田非均质对策论. 北京: 石油工业出版社.
- [6] 陈元, 刘中云, 曾庆辉. 1998. 储层横向相变对剩余油分布的影响. 油气采收率技术, 5 (1): 45-50.
- [7] 崇仁杰, 宋春华, 程立芝. 2002. 应用随机模拟技术建立夹层模型. 石油与天然气地质, 23 (1): 89-91.
- [8] 邓玉珍, 赵红霞. 2001. 亲水正韵律油藏水驱厚度的影响因素研究. 油气地质与采收率, 8 (6): 55-58.
- [9] 杜庆龙等. 1998. 高含水后期剩余油确定方法研究. 第六次国际工程会议论文集, 404-409.
- [10] 杜贤樾, 孙煥泉, 郑和荣. 1997. 胜利油区勘探开发论文集 (第一辑). 北京: 地质出版社.
- [11] 韩大匡. 1997. 常规油田开发技术综述. 第十五届世界石油大会论文集, 10.
- [12] 韩大匡. 1995. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨. 石油勘探与开发, 22 (35): 47-55.
- [13] 韩志明, 王宪成, 李胜军. 2000. 高含水期水淹层解释方法研究. 测井技术, 24 (5): 333-336.
- [14] 何素文, 张才元, 胡斌. 2004. 利用常规测井资料确定油田注水开发剩余油分布. 江汉石油职工大学学报, 17 (2): 42-45.
- [15] 洪秀娥, 郭建宇, 陈洁. 2001. 油藏描述过程中储层物性图版的研制. 断块油气田, 8 (3): 31-33.
- [16] 侯俊胜, 罗娜. 2001. 孤东油田沙河街组水淹层测井评价方法与应用效果. 石油物质, 40 (3): 48-56.
- [17] 胡书勇, 南力亚等. 2003. 陆相碎屑岩储层隔夹层成因、特征及其识别. 测

井技术, 27 (3): 221-224.

- [18] 姜建伟, 李庆明. 1996. 夹层对厚油层开发效果的影响. 西南石油学院学报, 18 (1): 35-38.
- [19] 焦养泉, 李祯. 1995. 河道储层砂岩中隔挡层的成因与分布规律. 石油勘探与开发, 22 (4): 78-80.
- [20] 李琦. 1996. 沉积方式与碎屑岩储层的层内非均质性. 成都理工学院学报, 23 (增刊): 22-28.
- [21] 李淑霞, 陈月明. 2002. 示踪剂产出曲线的形态特征. 油气地质与采收率, 9 (2): 66-67, 79.
- [22] 李兴国, 周宪城. 1982. 孤岛油田两类河流相储集层及其开发效果分析. 石油勘探与开发, 9 (2).
- [23] 李兴国. 1991. 中高含水期油田开发地质工作探讨. 石油勘探与开发, 18 (6): 53-59.
- [24] 李阳, 刘建民. 1999. 孤岛孤东油田馆上段河流相储层剩余油形成机理及分布规律. 剩余油预测及油气评价国际学术研讨会论文集. 东营: 石油大学出版社.
- [25] 李阳. 2001. 河道砂储层非均质模型. 北京: 科学出版社.
- [26] 林承焰. 2000. 剩余油形成与分布. 东营: 石油大学出版社.
- [27] 刘丁曾. 1986. 多油层砂岩油田开发. 北京: 石油工业出版社.
- [28] 刘国旗, 赵爱武, 赵磊. 2001. 河流相多层砂岩油藏剩余油描述及挖潜技术. 大庆石油地质与开发, 20 (5): 34-37.
- [29] 刘恒, 罗昌燕. 1992. 特高含水期提高厚油层开发效果的途径. 大庆石油地质与开发, 11 (3): 35-39.
- [30] 刘红. 2002. 厚油层内夹层分布模式及其对采收率的影响. 江汉石油学院学报, 21 (2): 44-45.
- [31] 刘洪涛. 2004. 葡萄花油田储层参数解释方法研究. 大庆石油地质与开发, 23 (1): 67-69.
- [32] 刘建民. 2000. 应用驱油微观模拟实验技术研究储层剩余油微观分布特征. 中国海上油气 (地质), 14 (1): 51-54.
- [33] 刘建民等. 2000. 河流成因储层剩余油分布规律及控制因素探讨. 油气采收率技术, 7 (1): 50-53.
- [34] 马世忠等. 2000. 决口水道沉积模式及其砂体内剩余油形成与富集. 大庆石油地质与开发, 19 (6): 9-12.
- [35] 袁亦楠. 1996. 开发地质方法论 (一). 石油勘探与开发, 23 (2): 43-47.

- [36] 裴亦楠等. 1980. 松辽盆地陆相湖盆河流—三角洲各种沉积砂体的油水运动特点. 石油学报, 1 (10)
- [37] 沈平平. 2000. 油水在多孔介质中的运动理论和实践. 北京: 石油工业出版社.
- [38] 孙焕泉. 2002. 油藏动态模型和剩余油分布模式. 北京: 石油工业出版社.
- [39] 孙建华, 柳红春, 刘鹏程等. 2003. 井间示踪监测技术在高含水油田提高采收率技术中的应用. 新疆石油学院学报, 15 (2): 56-59, 62.
- [40] 谭延栋. 1995. 水驱油田剩余油的测井技术. 世界石油工业, 2 (6): 21-27.
- [41] 王秉海、沈娟华、颜捷先. 1993. 胜利油区开发研究与实践. 东营: 石油大学出版社.
- [42] 王国鹏, 何光玉. 1995. 双河油田厚油层内夹层分布特征, 石油勘探与开发, 22 (2): 55-58.
- [43] 王洪辉. 2000. 河南双河油气田IV1-3层系夹层分布研究. 天然气工业, 20 (3): 26-29.
- [44] 王瑞平. 2001. 油气采收率技术论文集. 北京: 石油工业出版社.
- [45] 王寿庆. 1987. 双河油田储层非均质特征和非均质模式. 石油勘探与开发 [J], 14 (1): 55-58.
- [46] 王祥, 夏竹君, 张宏伟等. 2002. 利用注水剖面测井资料识别大孔道的方法研究. 测井技术, 26 (2): 162-164.
- [47] 王延忠. 2006. 陆相水驱油藏断层分割与剩余油富集研究. 油气地质与采收率 [J], 13 (2), 78~80.
- [48] 王延忠等. 2003. 渗饱曲线法定量计算剩余油的研究. 油气地质与采收率, 10 (2): 4-11.
- [49] 王玉成等. 1991. 老君庙油田油藏剩余油分布规律研究. 石油勘探与开发, 18 (2): 57-64
- [50] 吴欣松, 苏小军, 吴宗来. 2002. 注水开发过程中储层参数变化规律的测井地质评价. 测井技术, 26 (4): 311-314.
- [51] 薛培华. 1991. 河流点砂坝储层模式研究. 北京: 石油工业出版社.
- [52] 杨少春, 任怀强, 周建林. 2001. 油田开发阶段储层参数精细评价. 高校地质学报, 7 (2): 203-211.
- [53] 于洪文. 1993. 大庆油田北部地区剩余油研究, 石油学报, 14 (1): 72-80.
- [54] 俞启泰. 1997. 关于剩余油研究的探讨. 石油勘探与开发, 24 (2): 46-50.

- [55] 俞启泰. 1996. 论提高油田采收率的战略与方法. 石油学报, 17 (2): 53-61.
- [56] 俞启泰. 2000. 注水油藏大尺度未波及剩余油的三大富集区. 石油学报, 21 (2): 45-50.
- [57] 岳登台. 1998. 综述老油田改善开发效果及提高采收率技术. 石油学报, 19 (3): 46-51.
- [58] 张昌维. 2005. 剩余油分布规律研究综述. 内江科技, (1).
- [59] 张大为, 曾昭英, 孙刚. 2000. 夹层垂向渗透率对低渗透油层含油饱和度的影响. 大庆石油学院学报, 24 (1): 22-24.
- [60] 张吉, 张烈辉, 南力亚等. 2003. 陆相碎屑岩储层隔夹层成因、特征及其识别. 测井技术, 27 (3): 221-224.
- [61] 张兴国, 孙卫. 1999. 夹层对底水锥进抑制作用的研究. 西北大学学报, 29 (2): 149-152.
- [62] 朱九成等. 1998. 指进剩余油形成与分布的物理模拟. 新疆石油地质, 19 (2).
- [63] Du Qinglong, et al. Study on Genetic Type and Potential Tapping Measures of the Remaining Oil in Multi-layered and Heterogeneous Sandstone Reservoir, SPE57319
- [64] Sutopo, et al. Accurate and Effective Simulation for Reservoirs of Complex Geological Features, SPE 77903
- [65] W. C. Fisher, et al. Targetting the Guinevere Horizontal Well: A Case Study Involving Geostatistics, Reservoir Description, Reservoir Simulation, and Drilling Engineering, SPE 28879

